DÉCISION

EN MATIÈRE DE LA REQUÊTE du 21 juin 2002 déposée par la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick en rapport avec la tarification du transport d'électricité en libre accès

Le 13 mars 2003

DÉCISION

EN MATIÈRE DE LA REQUÊTE du 21 juin 2002 déposée par la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick en rapport avec la tarification du transport d'électricité en libre accès

Le 13 mars 2003

NOUVEAU-BRUNSWICK

La Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 1
Historique 1
Les participants à l'audience 4
LA RÉGLEMENTATION AU RENDEMENT (RAR) 7
LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE TARIF DE TRANSPORT 9
L'échelle de tarification 9
La structure financière 10
Les frais financiers 12
La dette à long terme 13
TABLEAU 4 15
La nouvelle dette 15
L'intérêt sur la dette à court terme 17
L'allocation de fonds pendant la construction (AFUDC) 18
Le total de frais financiers 18
Le rendement des capitaux propres 19
Les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A) 21
Dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration 2003/2004 22
Dépenses OM&A 22
37,6 22
L'année d'essai 22
Les dépenses du Groupe des services corporatifs 23
Conclusion – Les dépenses OM&A 25
Les paiements tenant lieu d'impôt 25
L'amortissement 26
Conclusions - Les exigences en matière de tarif de transport 27
TABLEAU 8 28
LE VOLUME DES VENTES 30
LES SERVICES ANCILLAIRES 32
Introduction 32
La gestion axée sur la demande 33
Le déséquilibre énergétique 39
L'ENJEU DES TARIFS 41

L'attribution de la capacité existante d'interconnexion 41
La réciprocité 45
Les pertes de réseau 47
L'entente sur les produits et services (Entente) 48
Le règlement des différends 49
L'énergie involontaire 50
Les frais de détournement 51
L'expansion du réseau 52
Les normes de conduite 53
La modification de la définition du terme « tarification » 54
AUTRES QUESTIONS 54
L'étalonnage 54
La qualité du service 55
Les inquiétudes des compagnies d'électricité municipales 56
LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE RAPPORT 58
LE RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS 58

INTRODUCTION

Historique

Le Gouvernement du Nouveau-Brunswick (le « Gouvernement ») a publié en janvier 2001 la « Politique énergétique du Nouveau-Brunswick » (le « livre blanc ») sur la restructuration de toute l'industrie du secteur de l'énergie de la province. Dans la foulée de cette démarche, un comité de conception du marché (le « comité ») était créé par le ministre pour présenter des recommandations sur la meilleure façon de mieux mettre en œuvre les politiques du livre blanc. Le comité était composé de représentants de trois services municipaux de villes de la province, d'Énergie NB, des importants usagers industriels, des groupes environnementaux, du Gouvernement et des membres de la Commission. Le rapport final du comité a été déposé en mai 2002.

Parmi les recommandations, il y en avait une qui s'inspirait de la réglementation de la Commission fédérale américaine de régulation de l'Énergie (la FERC), qui propose un libre accès égal et non discriminatoire à tous les clients potentiels du réseau de transport, recommandation qui s'appliquerait au Nouveau-Brunswick. Ce faisant, la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) aurait un accès libre au marché américain de l'électricité.

Le comité a également recommandé qu'on accorde à la Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick (la « Commission ») le pouvoir d'autoriser le tarif de transport du libre accès (le « tarif »). Le 14 juin 2002, le gouvernement adoptait une loi confiant à la Commission cette responsabilité.

Le 21 juin 2002, Énergie NB a présenté à la Commission une proposition de tarif de transmission à libre accès et fournissait le 25 juillet 2002 les documents à l'appui de sa demande si bien qu'une conférence procédurale était tenue le 12 août 2002.

Au cours des audiences, Saint John Energy a déposé un mémoire exposant ses réserves touchant la demande de Énergie NB. La Société faisait alors valoir que l'Assemblée législative de la province n'avait pas encore adopté la loi visant à restructurer le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick et à scinder Énergie NB en plusieurs entités légales. Appuyée par plusieurs autres intervenants, Saint John Energy ajoutait que les audiences publiques devraient se dérouler par étapes pour permettre à tout le monde de bien comprendre les conséquences des changements envisagés. La Commission a accepté la lettre et l'a adoptée comme motion.

C'est ainsi que la séance a été suspendue jusqu'au 20 août 2002 afin d'évaluer la portée de la motion. Après l'ajournement, Saint John Energy a retiré sa motion et la Commission a décidé de poursuivre ses travaux en suivant l'échéancier décrit au Tableau 1.

TABLEAU 1

Ordre du jour des audiences sur la proposition de tarification du transport de l'énergie présenté par Énergie NB

Sujet	Date
Document déposé en preuve par Énergie NB devant la Commission	Le 25 juillet 2002
Conférence procédurale	Les 12 et 20 août
Première séance de questions à Énergie NB	Le 21 août
Réponses à Énergie NB au 1er ensemble de questions	Le 11 septembre
Deuxième séance de questions à Énergie NB	Le 19 septembre
Réponses d'Énergie NB au 2e ensemble de questions	Le 30 septembre
Jour de dépôt de la motion	Le 10 octobre
Documents déposés en preuve des les parties intéressées aux audiences de la Commission	Le 23 octobre
Questions présentées par toutes les parties aux intervenants	Le 30 octobre
Conférence procédurale	Le 8 novembre
Réponses des parties intéressées aux questions qui leur ont été soumises	Le 13 novembre
Début des audiences	Le 18 novembre

À l'appui de sa demande, Énergie NB a déposé plus de 650 pages de documents. Un total de 626 questions écrites couvrant plus de 750 pages de réponses a été échangé entre les parties au cours de l'automne 2002. Les audiences ont commencé le 18 novembre 2002 au cours desquelles quelque 700 pages additionnelles ont été déposées en preuve. De novembre 2002 à février 2003, il s'est tenu 21 jours d'audiences publiques. La transcription des échanges a dépassé les 2 500 pages.

À la mi-décembre, la Commission avait conscience que le projet de loi visant la restructuration du marché de l'énergie du Nouveau-Brunswick et le démembrement d'Énergie NB serait déposé vers la fin janvier. La Commission était d'avis qu'il était de l'intérêt public que les parties aient

le temps d'étudier à fond la mesure proposée par le législateur avant de poursuivre sa démarche. Par conséquent, elle a suspendu ses travaux le 7 janvier 2003 pour les reprendre le 10 février.

Avant l'ajournement, la Commission a demandé à Énergie NB de fournir les coûts réels associés à certains services ancillaires. Énergie NB déposait ces renseignements le 31 janvier 2003.

Le projet de loi sur la restructuration a été déposé le 31 janvier 2003. La Commission a repris ses audiences le 10 février 2003 et ses conclusions finales sont attendues pour la semaine du 17 février 2003.

Le projet de loi 30 désigne la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick comme propriétaire-exploitant du réseau de transport. Une compagnie indépendante appelée Exploitant du réseau (ER) se chargera de la gestion. Après le 1er avril 2001, ER sera responsable de déposer les demandes pour les changements tarifaires.

La présente demande a été déposée en tenant pour acquis que la Corporation de transport Énergie NB et Exploitant Réseau formeraient une seule et même entité. Dans cette décision, le nom Transco désignait tant la Corporation de transport que l'Exploitant du réseau.

Les participants à l'audience

Énergie NB a déposé ses preuves au cours de cinq panels :

<u>Panel A - Aperçu et cadre stratégique</u>
Wayne Snowdon
Bill Marshall

Panel B - Structure du capital et taux de rendement

Sharon MacFarlane

Dr Roger Morin

Panel C - Besoins en revenus et grille tarifaire

Sharon MacFarlane

David Lavigne

Bill Marshall

George Porter

Panel D – Distribution de services et exploitation

Wayne Snowdon

Brian Scott

Panel – Coûts structurels pour services ancillaires et réglementaires

Darrel Bishop

George Porter

Sharon MacFarlane

Wayne Snowdon

Liste des intervenants officiels :

Bayside Power L.P.

Manufacturiers et exportateurs canadiens, div. du Nouveau-Brunswick (AMC)

Cité de Summerside

Emera Energy Inc. (Emera)

Énergie Edmundston

Rodney J. Gillis, QC

J.D. Irving Limited (JDI)

Maine Public Service Company
Northern Maine Independent System Administrator
Nova Scotia Power Inc. (NS Power)
Perth-Andover Electric Light Commission
Province du Nouveau-Brunswick
Province de la Nouvelle-Écosse, Department of Energy
Saint John Energy
WPS Energy Services Inc.

Les intervenants officieux :

Hydro-Québec, marketing de l'électricité
Irving Oil Limited
KnAP Energy Services Inc.
Renewable Energy Services Ltd.
TransÉnergie
Union of New Brunswick Indians
Ralph Wood

Des documentes ont été déposés par NS Power, Emera et JDI. Melvin Whalen et Tim Leopold ont représenté NS Power. James Connors, c.r., et Mark Sidebotton, ont fait ide même pour Emera. La NS Power a déposé un mémoire le 27 novembre 2002 et le panel Emera a témoigné le 9 décembre 2002. Le panel a entendu les représentants de JDI, soit le D^{r} Adonis Yatchew, le D^{r} Robert Erle et Mark Mosher, les 6 et 7 janvier 2003. L'AMC et JDI étaient représentés par les mêmes avocats et nous les désignerons par JDI dans notre décision.

Les intervenants officieux qui nous ont fourni des commentaires sous forme de lettres pour nos dossiers et qui ont témoigné devant la Commission le 10 février 2003 étaient :

Ralph Wood
Renewable Energy Services Ltd.

La Commission a soigneusement tenu compte des preuves qui ont été déposées devant elle avant de rendre la décision suivante.

LA RÉGLEMENTATION AU RENDEMENT (RAR)

La réglementation au rendement (RAR) est un mode de réglementation qui peut mener à d'importantes économies, tout en accordant à l'entreprise une plus grande souplesse dans son exploitation et réduire les coûts de la réglementation par comparaison à un mode réglementaire plus conventionnel.

Énergie NB a proposé un modèle RAR comportant des hausses automatiques de tarifs. Le montant de cette augmentation annuelle serait calculé à partir d'une formule tenant compte du taux d'inflation et des améliorations à la productivité. Ces majorations de tarifs ne seraient pas déterminées par les coûts réels de Transco.

Cette proposition vise à donner à Énergie NB un incitatif à réduire ses coûts et à augmenter par conséquent le rendement sur le capital investi. Le plan RAR propose que Transco et ses clients partagent les bénéfices des améliorations au rendement des investissements à partir d'une formule précise. Tout rendement en deçà d'un certain seuil serait retourné aux abonnés sous forme de remise. Si le rendement n'atteint

pas le seuil visé, Transco pourrait alors présenter une demande de hausse de tarifs. Transco pourrait également demander une augmentation de ses tarifs pour couvrir des frais indépendants de son contrôle, comme par exemple une hausse de taxes.

Énergie NB suggère que le modèle RAR soit en vigueur pour une période initiale de trois ans, qui serait suivie par la suite d'un examen exhaustif de sa mise en œuvre. La première année du plan serait une « année de référence », l'année où seraient établis les tarifs initiaux.

La Commission est d'avis que l'établissement de ces tarifs initiaux est un élément essentiel à la réussite de tout régime RAR. Tant Énergie NB que JDI conviennent que cette étape est primordiale. Les tarifs initiaux doivent être calculés sur une évaluation fiable des coûts et des ventes.

L'Unité commerciale de transport est en activité depuis un certain temps mais elle a travaillé en étroite collaboration avec d'autres unités fonctionnelles d'Énergie NB. C'est la première fois que des tarifs seront établis spécifiquement pour les services de transport et pour les services ancillaires. La question serait moins importante si la Commission avait eu l'occasion dans le passé de rendre des décisions sur la supervision de Énergie NB comme entreprise intégrée. Les dernières audiences sur les tarifs d'Énergie NB devant cette Commission ont eu lieu il y a 10 ans, en 1993. Cette situation amène la Commission à s'interroger sur la fiabilité des évaluations de coûts et des ventes de Transco.

La Commission est d'avis que les tarifs établis dans cette décision constituent des hypothèses sous-jacentes qui devraient être mises à l'essai pendant un certain temps afin d'en évaluer leur applicabilité et de

procéder aux ajustements nécessaires. La Commission croit que ces mesures devraient être prises avant la mise en œuvre d'un plan RAR.

La Commission considère que la proposition RAR d'Énergie NB n'est pas appropriée à ce moment-ci et que, par conséquent, elle n'a pas retenu le plan RAR pour fixer les tarifs dans sa décision.

LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE TARIF DE TRANSPORT

L'échelle de tarification

L'échelle de tarification est la valeur de l'actif utilisé pour exploiter une entreprise. Énergie NB a établi une échelle de tarification moyenne pour 2003/2004 en utilisant des valeurs prévues pour les immobilisations nettes, les charges reportées et un montant comme fonds de roulement. Le calcul original a été modifié et la version finale est fournie au Tableau 2.

TABLEAU 2

Déclaration de l'Échelle de tarification moyenne pour 2003/2004

Éléments	Valeur (en millions de $)
Immobilisation brute	631,6
Moins : amortissement cumulé	(320,0)
Immobilisation nette	311,6
Plus : fonds de roulement	4,7
Plus : charges reportées	11,4
Échelle de tarification moyenne	327,7

Au cours de toutes ses années d'exploitation, Énergie NB a toujours maintenu dans ses dossiers une valeur comptable nette de son actif en particulier pour ce qui est de la partie transport d'énergie. Ces

documents ont d'ailleurs servi de base pour calculer ses prévisions de coût et de dépréciation reliées à ses immobilisations. Au moment où Transco sera incorporée le 1er avril 2003, les immobilisations de l'unité d'affaires lui seront transférées à leur valeur comptable nette au moment de la transaction.

Le fonds de roulement de 4,7 millions $ a été calculé en se servant d'une formule utilisant un pourcentage fixe des frais d'exploitation. La Commission juge acceptable cette formule.

L'élément principal des charges reportées de 11,4 millions $ représente la partie de prestations différée de la pension d'Énergie NB qui reviendrait à Transco. Le calcul a été fait à partir de l'évaluation du nombre d'employés des unités commerciales de Transco par rapport au nombre total d'employés d'Énergie NB. La Commission trouve acceptable cette méthode de répartition de ces charges.

La Commission est d'accord avec l'inscription d'une somme de 327,7 millions $ à titre d'évaluation raisonnable comme échelle de tarification moyenne pour 2003/2004.

La structure financière

Énergie NB a proposé une structure financière de 65 % en dettes et 35 % en capitaux propres (actions ordinaires). Mme MacFarlane a indiqué que la formule proposée deviendrait la structure financière véritable de la société Transco au moment de sa constitution en société.

Le Dr Morin a expliqué la proposition d'établir à ce niveau le rapport dette/actions en disant que cela permettrait à l'entreprise de réaliser une

« cote d'évaluation d'investissements » que font les grandes agences de cotation des titres en bourse. Pour Transco, la cote qui lui sera décernée sera importante parce qu'elle aura une incidence sur le coût d'emprunt futur de la compagnie, soit le taux d'intérêt qu'elle devra verser. En général, une part plus élevée d'actions réduit le risque pour le prêteur et rend plus attrayant l'investissement, ce qui fait baisser le taux d'intérêt.

Le Dr Morin a indiqué qu'une bonne cote d'évaluation pourrait être A ou même supérieure parce que de nombreuses institutions financières canadiennes n'ont pas le droit de se porter acquéreur d'actions en bourses de sociétés qui ont une évaluation inférieure à A. Pour prouver sa démarche, le Dr Morin a déposé en preuve les statistiques comparatives des compagnies de distributions de gaz et de services d'électricité canadiennes et américaines. Le pourcentage moyen en actions de toutes les entreprises incluses dans son étude était de 38,4 %. Il a conclu avoir soigneusement évalué le risque pour Transco pour en arriver à sa proposition de ratio capitaux d'emprunts/capitaux propres.

Le Dr Yatchew a proposé une part du capital-actions de 30 % et une part de dettes de 70 %. Il a basé son évaluation sur le fait qu'il y a très peu de risque dans le secteur du transport d'énergie.

Transco sera une compagnie légale séparée devant réunir du financement sur les marchés financiers et a besoin d'un ratio approprié de capitaux d'emprunt/capitaux propres. La Commission considère que le pourcentage minimum en capitaux propres devrait être 35 % et, par conséquent, elle donne son aval à la structure financière de 65 % en dettes et 35 % en capitaux propres. Cette répartition se traduira pour 2003/2004 en un montant moyen en capitaux propres de 114,7 millions $.

Les frais financiers

Les frais financiers sont les dépenses liées à la dette de Transco. Ils constituent la part de la dette à long terme, de la nouvelle dette à long terme émise en son nom propre et de la dette à court terme. Les dépenses sont réduites à ce qu'on appelle une allocation de fonds servant pendant la construction pour arriver au total de frais de crédit pour l'année. Chaque élément est discuté ci-dessous.

La dette à long terme

Énergie NB a établi que le montant moyen de la dette à long terme pour 2003/2004 était d'un peu plus de deux milliards $. Ce montant sera réparti entre plusieurs nouvelles sociétés. La part de Transco de la dette à long terme d'Énergie NB a été calculée en multipliant le montant moyen pour 2003/2004 par la part *du pro rata* de Transco, comme l'illustre le Tableau 3.

TABLEAU 3

Montant de la dette à long terme de l'entreprise de transport pour 2003/2004

Élément	Montant
Dette moyenne totale d'Énergie NB	2 006,7 millions $
Part de Transco	6,89 %
Dette moyenne de Transco	138,3 millions $

JDI a fait valoir que le montant moyen de la dette à long terme devrait être ajusté pour éviter les emprunts. Ce sont des fonds acquis par des

frais par l'entreprise de tarifs aux abonnés pour le déclassement futur des installations de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Énergie NB s'est servie de ces fonds pour investir dans des actifs de toutes les autres unités d'affaires. L'entreprise a déclaré que, ce faisant, elle a éliminé le besoin de recourir de nouveau aux emprunts.

Il relève de la responsabilité des dirigeants de la centrale nucléaire de payer pour sa mise au rancart mais il est de la responsabilité des dirigeants de Transco de rembourser les fonds qui lui ont été versés. La Commission est d'avis que la preuve est évidente qu'on impute à Transco la part qu'elle doit au *pro rata* de ces fonds et elle considère ces montants comme étant justes.

JDI s'est également inquiété de la façon dont on traitait les fonds d'amortissement dans le calcul de la dette moyenne à long terme. Énergie NB a répondu que son calcul tenait compte de manière appropriée des ajustements au niveau des profits sur les fonds d'amortissement et sur le principal. La Commission a examiné ces données et n'a rien trouvé à redire. Par conséquent, la Commission accepte la somme de 138,3 millions $ calculée comme montant moyen de la part de la dette à long terme pour Transco pour 2003/2004.

Energie NB a proposé que le coût de la dette à long terme soit calculé sur un taux d'intérêt nominal, des frais d'émission, des taux de change et sur un différentiel de taux. L'évaluation originale d'Énergie NB du coût total pour Transco de 14,8 millions $ a été réduite en cours d'audience à 14,7 millions $ en raison d'un ajustement de coûts en devises.

JDI a prétendu que, pour diverses raisons, l'amortissement du capital lié à des pertes sur devises ne devrait pas être en ligne de compte dans le calcul de taux d'intérêt pour une dette à long terme. Énergie NB a répondu qu'il s'agit d'une pratique comptable courante largement répandue. Énergie NB a convenu que le montant final n'est pas connu avec certitude mais qu'il demeure acceptable de prévoir un montant annuel afin d'échelonner ce coût sur la durée de la dette. La Commission considère que la pratique utilisée par Énergie NB n'a rien de répréhensible.

Énergie NB a proposé que les tarifs à imposer aux clients devraient inclure également le montant correspondant au 0,91 % tenant lieu de l'écart de crédit. Le 0,91 % représente l'évaluation du taux d'intérêt additionnel que Énergie NB aurait payé si sa dette n'avait pas été garantie par le gouvernement. Énergie NB a déclaré que son engagement en ce qui concerne sa dette à long terme a été de verser au gouvernement une commission de garantie de 0,6489 %. Énergie NB a proposé que Transco garde la différence entre le 0,91 % réclamé (facturé aux clients) et la commission de 0,6489 % (au gouvernement). Énergie NB est d'avis qu'un tel arrangement assurerait que les utilisateurs tiers (clients à l'extérieur du Nouveau-Brunswick) payent leur pleine part des coûts d'utilisation du système et ne profitent pas de taux d'intérêt provinciaux créditeurs, qui sont en fait subventionnés par les contribuables.

JDI a fait valoir que le montant additionnel qui représente la somme en sus de la commission de garantie n'est pas justifié et qu'il ne devrait pas être inclus dans le coût de la dette. La Commission estime que les tarifs chargés aux abonnés devraient être fondés sur les coûts réels liés à la dette à long terme et non sur ce que Transco aurait été obligé de payer si

la dette à long terme avait été consentie sans la garantie de la province. Par conséquent, la Commission réduit, aux fins de la réglementation, le coût de la dette à long terme d'un montant de 0,4 millions $. Cette somme représente la différence entre exiger des abonnés un écart de crédit de 0,91 % comme le propose Énergie NB et réclamer des abonnés le montant de la commission de garantie du gouvernement de 0,6489 %, qui constitue le coût réel de Transco pour 2003/2004.

La Commission approuve donc un coût total pour la dette à long terme pour 2003/2004 de 14,3 millions $. Le tableau 4 récapitule le calcul du coût de la dette à long terme.

TABLEAU 4

Coût de la dette à long terme existante à Transco

Élément	Montant (en millions de $)
Dette à long terme (déjà déposé en preuve)	14,8
Moins : Ajustement des devises	(0,1)
Moins : Ajustement de l'écart de crédit	(0,4)
Coût approuvé par la Commission	14,3

La nouvelle dette

Le montant total de la dette d'Énergie NB au 1er avril 2003 sera considérablement plus élevé que les 2 milliards $ de dette à long terme parce que l'émission obligataire pour 2002/2003 ne fait pas partie de cette dette mais est plutôt classée comme une nouvelle dette. Au 1er avril 2002, le montant total de la dette à long terme était de 2,9 milliards $. Au cours de l'exercice 2002/2003, un montant d'environ 790 millions $ de cette dette doit être remboursé, dont une partie sera refinancée. Les fonds provenant de l'exploitation de l'entreprise ne seront pas suffisants pour rembourser la totalité de ce montant. Donc, Énergie NB doit contracter

une nouvelle dette plutôt importante pour 2002/2003. Cette nouvelle créance sera répartie au pro rata des nouvelles compagnies, en fait comme si elles existaient déjà en 2002/2003. Le montant total du refinancement n'a pas été versé au dossier mais nous savons que la part de Transco sera de 50,9 millions $.

Cette nouvelle dette inclut l'émission obligataire en 2002/2003 au nom de Transco ainsi que celle qui sera émise en 2003/2004. Le montant de la nouvelle dette est calculé sur les besoins en trésorerie permanents reliés à l'exploitation de l'entreprise. La Commission a passé en revue la partie des documents se rapportant à la nouvelle dette et convient d'un montant de 75 millions $ évalué par Énergie NB comme étant la dette moyenne pour l'exercice 2003/2004.

La prévision de coûts de 6,14 % pour la nouvelle dette à long terme qui représente la part de Transco a été calculée en se basant sur la moyenne du coût prévisionnel de l'émission des obligations à long terme du Canada portant sur une période de 10 ans et de 30 ans. On a ajouté à cette somme un écart de crédit qui constitue la différence entre le taux d'intérêt qu'obtiendra le Gouvernement du Canada sur le marché et celui qu'obtiendra Transco. Énergie NB a déterminé que cet écart serait de 1,34 %; il a appuyé son analyse sur les écarts de crédit versés par d'autres entreprises de service public et en conservant l'hypothèse que la cote de crédit de Transco sera de « A ». Tout ceci pour obtenir un taux d'intérêt de 7,48 % qui représente le coût de la nouvelle dette à long terme de Transco pour 2003/2004.

JDI a recommandé un taux à forfait maximum de 6,57 % pour la nouvelle dette pour l'exercice 2003/2004 en s'inspirant des coûts d'emprunt éludés

pour Énergie NB. Énergie NB rétorque qu'elle n'a pas avancé que ce taux représentait le coût de la nouvelle dette et qu'elle ne le croyait pas.

La Commission est d'avis que le coût de la nouvelle dette devrait être calculé sur une évaluation de ce que Transco devrait payer pour cette nouvelle dette en 2003/2004. Il a été mis en preuve que ce coût devrait être de 7,48 %, comme nous en avons discuté précédemment. Personne n'a déposé de mémoire pour prouver qu'il devrait en être autrement. L'évaluation est basée sur une analyse des prévisions disponibles le jour où le document a été préparé. Les prévisions de coût d'une dette à long terme varient dans le temps et l'évaluation faite pour 2003/2004 pourrait être plus ou moins élevée selon le modèle prévisionnel utilisé. Cependant, les prévisions de nombreuses dépenses importantes sont l'objet de variations semblables. La Commission juge qu'il serait mal venu de tenter d'actualiser constamment les diverses prévisions. Elle considère qu'une évaluation prévisionnelle de 7,48 % représente un coût raisonnable de la nouvelle dette à long terme pour 2003/2004.

JDI a remis en question le calcul de tous les intérêts débiteurs pour la nouvelle dette en 2003/2004. JDI prétend que le montant de nouvelle émission obligataire en 2002/2003 à un coût de 7,32 % a été incorrectement calculé au taux de 7,48 %. La Commission a examiné les données et s'est rangée à l'avis de JDI. Il en découle que les dépenses sont gonflées de 100 000 $. Par conséquent, la Commission réduit le taux d'intérêt sur la nouvelle dette de 5,6 millions $ à 5,5 millions $.

L'intérêt sur la dette à court terme

Transco utilise le financement provisoire ou à court terme pour se donner la souplesse de pouvoir réduire les coûts débiteurs globaux. Énergie NB

utilise une prévision de 5,06 % pour les taux d'intérêt à court terme pour 2003/2004 et personne n'a contesté cette assertion. La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB d'un intérêt sur la dette à court terme de 0,5 millions $.

L'allocation de fonds pendant la construction (AFUDC)

Le recours à l'AFUDC revient à admettre que les capitaux en construction ne peuvent fournir un service public utile. Les frais de crédit associés à une telle construction ne sont pas imputés aux abonnés. Ils sont financés et ajoutés à la valeur de l'actif et, de cette façon, ils sont récupérés par les futurs abonnés au cours des années où ces actifs fournissent un service utile. La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB de 1,4 millions $ à titre de AFUDC.

Le total de frais financiers

La Commission approuve les frais financiers de 18,9 millions $ pour 2003/2004, inférieurs de 0,5 million $ au montant réclamé par Énergie NB. Le tableau 5 présente une récapitulation du calcul des frais financiers.

TABLEAU 5

Total de frais financiers de Transco pour 2003/2004

Élément	Montant (millions de $)
Coût de la dette à long terme	14,3
Coût de la nouvelle dette à long terme	5,5
Coût de la dette à court terme	0,5
Moins : AFUDC	(1,4)
Total	18,9

Le rendement des capitaux propres

La Commission doit approuver un taux de rendement juste et raisonnable sur les capitaux propres faisant partie de la structure financière de Transco. Le D[r] Morin et le D[r] Yatchew ont présenté en preuve le taux de rendement approprié qui devrait être appliqué à Transco. Ils ont tous deux utilisé le modèle d'évaluation des actifs financiers comme base de calcul du taux de rendement proposé. Cette méthode de calcul repose sur trois facteurs :

- le taux de rendement hors risque
- la prime au risque du marché
- le coefficient bêta

Le taux de rendement hors risque se dit d'un placement qui ne représente que de très faibles dangers ou pratiquement pas de dangers. Le D[r] Morin a fait son évaluation à partir du rendement prévisible d'environ 6 % des obligations à long terme du Canada. Le D[r] Yatchew est d'accord avec l'utilisation comme étalon de mesure des obligations à long terme du Canada mais il a plutôt fixé le rendement à 5,7 %, ce qui reflète la plus récente évaluation du marché.

La prime au risque du marché représente le rendement additionnel sur la prime hors risque attendu par les investisseurs pour accepter le risque. Le D[r] Morin estime la prime au risque du marché à 6,7 %, qui représente la moyenne des primes provenant de six études différentes. Le D[r] Yatchew déclare qu'une évaluation raisonnable de la prime sur les capitaux propres se situe dans une fourchette de 4 % à 6 %.

L'évaluation du coefficient bêta pour une société cotée en bourse mesure son risque en regard du risque global du marché boursier. Le marché a un bêta de 1,0. Les sociétés moins à risque que la moyenne du marché ont un bêta inférieur à 1,0 tandis que celles qui sont plus à risque ont un bêta supérieur à 1,0.

Le D^{r} Morin a utilisé un bêta de 0,67 tandis que le D^{r} Yatchew a utilisé une fourchette de 0,35 à 0,50. En raison de leurs hypothèses et de leurs calculs, les deux témoins ont recommandé différents taux de rendement sur les capitaux propres. Le D^{r} Morin a recommandé un rendement sur les capitaux propres de 11,0 % et le D^{r} Yatchew un taux de rendement de 8,25 %.

La Commission a minutieusement étudié les éléments de preuve des témoins Morin et Yatchew et a également discuté du risque commercial que représente Transco. Les témoins d'Énergie NB ont réitéré leur assurance en l'exactitude de leur évaluation du volume des ventes pour 2003/2004. La Commission juge que cette marque de confiance témoigne d'un risque d'entreprise plutôt faible.

La Commission établit le taux de rendement sur les capitaux propres pour 2003/2004 à 9,5 %. Par conséquent il en résulte un besoin en recettes de 10,9 millions $ en bénéfices nets. Les tarifs pour 2003/2004 seront établis de sorte que Transco pourra générer un profit de 10,9 millions $ si les résultats sont conformes aux prévisions.

Comme il en a été fait précédemment, la Commission n'a pas approuvé la méthode RAR proposée par Énergie NB. Cependant, la Commission croit qu'il est important de fournir un incitatif à la direction d'exploiter Transco de la manière la plus efficace possible. Pour ce faire, la Commission

permettra à Transco d'obtenir un rendement sur les capitaux propres d'un maximum de 10,5 %. Cette décision signifie que Transco pourra encaisser des bénéfices nets jusqu'à concurrence de 12,0 millions $ en 2003/2004 sans être tenue de réduire ses tarifs. La Commission surveillera la qualité des services fournis par Transco comme nous l'expliquerons plus loin dans notre décision pour nous assurer que toute augmentation du bénéfice net ne se produise pas au détriment de la réduction de la qualité des services.

La Commission estime que la même pratique devrait s'appliquer dans le cas inverse. La Commission ne s'attend pas à ce que Transco présente une demande d'augmentation de tarifs en 2003/2004 à moins que le rendement sur les capitaux propres chute en deçà de 8,5 %. Cela signifierait que les prévisions de bénéfices nets de Transco devront être inférieurs à 9,7 millions $. Cette exception se traduira par une hausse de coûts indépendante de la volonté de la direction de l'entreprise et qui aura comme conséquence de réduire le rendement des capitaux propres à un niveau inférieur à 9,5 %.

Les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A)

Ces dépenses sont indispensables pour le bon fonctionnement de Transco. Un élément important de ces dépenses se retrouve sous la rubrique salaire, une autre portion est réservée au matériel et le reste aux taxes foncières, à l'exploitation des lignes à haute tension avec le Québec, aux versements à une société affiliée pour des services et à d'autres postes budgétaires. Les dépenses de cette catégorie (OM&A) sont réduites par la vente de services à des sociétés affiliées et par la restructuration de certaines dépenses. Le Tableau 6 donne la liste des éléments reliés aux dépenses OM&A.

TABLEAU 6

Dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration 2003/2004

Dépenses	Montant (en millions de $)
Salaires et avantages sociaux	23,8
Services fournis par un tiers	3,0
Matériel	2,2
Véhicules	1,8
Taxes sur un service d'utilité publique et taxes foncières	6,8
Autre	3,7
Lignes à haute tension	1,8
Paiements aux affiliés	5,9
Sous-total	49,0
Moins : Recettes des affiliées	(4,4)
Moins : Dépenses capitalisées	(7,0)
Dépenses OM&A	37,6

L'année d'essai

Les tarifs réclamés des abonnés seront calculés sur les dépenses d'un exercice qu'on appelle « année d'essai ». Énergie NB a proposé qu'on utilise comme prochaine année d'essai, l'exercice 2003/2004.

JDI recommande que l'année d'essai soit plutôt calculée sur les dépenses rétrospectives ajustées du secteur du transport d'énergie. JDI a de plus recommandé qu'on utilise la méthode de l'étalement pour enregistrer les dépenses qui ne pourraient pas être récupérées une année donnée. Tout manque à gagner pourrait être récupéré les années subséquentes s'il était jugé que les dépenses sont raisonnables. La Commission ne croit pas que le recours à l'étalement soit bien choisi dans les circonstances.

La Commission réitère que l'objectif vise à établir la meilleure évaluation possible des coûts qui seront engagés pendant l'exercice 2003/2004. Ces frais devraient être couverts par les abonnés du service au cours de l'année, ce qui assurerait l'équité entre les générations.

La Commission juge pertinent de déterminer le caractère raisonnable d'une prévision de dépenses en examinant les informations antérieures pertinentes et les augmentations prévues. Transco est exploitée comme entité indépendante depuis plusieurs années. Les informations détaillées sur les frais d'exploitation des années antérieures ont été présentées, tout comme les prévisions des frais pour la période 2003 à 2006. Cette information a fait l'objet d'un examen minutieux.

La Commission est d'avis que les prévisions pour l'exercice 2003/2004 ont été correctement évaluées et qu'elles fournissent la meilleure information possible permettant d'établir la tarification. La Commission utilisera donc l'exercice 2003/2004 comme année d'essai pour établir les tarifs dans sa décision.

Les dépenses du Groupe des services corporatifs

Les dépenses du Groupe des services corporatifs, qui fournissent une gamme de services comme les services juridiques, la réglementation, les finances et les systèmes informatiques, doivent être imputées à diverses nouvelles entreprises conformément à l'étude effectuée par la firme Deloitte & Touche. La Commission juge raisonnable la méthodologie utilisée par Deloitte & Touche. Cependant, la Commission remarque que Deloitte & Touche n'a pas évalué le caractère raisonnable du niveau actuel des dépenses du Groupe des services corporatifs.

La Commission est d'avis que le partage de services entre compagnies affiliées pourrait se traduire par des épargnes pour les abonnés de Transco. Cependant, la Commission croit que tout partage de services ne doit se faire que dans les circonstances suivantes :

- Transco paie des frais jugés raisonnables;
- toutes les dispositions sont prises pour protéger l'information confidentielle sur la clientèle recueillie par Transco; et
- les sociétés affiliées ne doivent pas recevoir de régime de faveur quant aux services réglementés de Transco.

JDI recommande, et la Commission partage cette opinion, que Transco soit tenue de rendre publics les renseignements détaillés sur toutes les transactions avec les compagnies affiliées. Par conséquent, la Commission exigera la création d'un Code de conduite entre sociétés affiliées. Ce code définira les normes et les conditions nécessaires aux transactions entre Transco et ses entreprises affiliées. Il tiendra les dossiers des transactions et produira les rapports entre Transco et ses affiliées. Il indiquera la marche à suivre sur certaines questions dont la politique d'établissement des prix de cession interne, du paiement de la dette entre compagnies et de la protection de l'information et des données.

Le personnel de Transco et celui de la Commission doivent entreprendre des discussions pour débattre du contenu du Code de conduite entre sociétés affiliées et nous demandons à Énergie NB de présenter d'ici le 30 juin 2003 le projet de code à la Commission.

Conclusion – Les dépenses OM&A

JDI recommande que les dépenses OM&A soient ramenées à 34,7 millions $ mais n'a pas appuyé sa demande d'aucun élément de preuve d'ajustement et d'élimination de l'un ou l'autre des postes budgétaires. La Commission juge raisonnable le montant proposé par Énergie NB et accepte donc le budget de 37,6 millions $ en guise de dépenses OM&A pour l'exercice 2003/2004.

Comme nous l'avons observé dans le présent rapport, l'exercice 2003/2004 sera le premier au cours duquel Transco agira, du point de vue juridique, comme société indépendante. Cela coïncidera avec la première année d'une forme partielle de concurrence ouverte sur le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Ces facteurs ajoutent un élément d'incertitude et augmentent la possibilité que les résultats soient très différents des prévisions. La Commission exigera donc des rapports mensuels de la part de Transco qui devra fournir des détails sur les résultats financiers réels et une explication de toute variation importante. Les rapports devront être produits dans les 15 jours suivant la fin du mois.

Les paiements tenant lieu d'impôt

Énergie NB a inclus un paiement en lieu d'impôt comme dépense à récupérer dans les tarifs réclamés aux abonnés. Comme le stipule le Bill 30, le projet de loi sur la restructuration, la Corporation de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick sera tenue de verser en 2003/2004 un paiement en lieu d'impôt à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (Debtco). Ce montant équivaut au total des impôts fédéral et provincial que la société de transport aurait été tenue de verser si elle n'était pas exempte de le faire.

La Commission convient que si le Bill 30 est adopté par la législature, Transco devra s'acquitter de ses responsabilités fiscales et devra payer ses impôts. Les dépenses légitimes de Transco font partie des coûts généraux d'exploitation d'un réseau de transmission d'énergie au Nouveau-Brunswick. La Commission permettra donc la récupération de ce paiement en l'incluant dans les tarifs réclamés aux consommateurs.

Le montant de ce paiement dépendra cependant de la somme allouée au rendement des capitaux propres. La Commission a réduit le montant du rendement des capitaux propres et, par conséquent, le paiement tenant lieu d'impôts devra être diminué de façon proportionnelle. La Commission a calculé qu'une somme de 8,5 millions $ en guise de paiement en lieu d'impôts, ce qui représente une réduction de 1,3 million $ par rapport au montant proposé par Énergie NB. Le calcul de cette somme est expliqué Tableau 7.

TABLEAU 7

Vérification du paiement tenant lieu d'impôts

Élément	Montant (millions de $)
Bénéfice net requis	10,9
Plus : arrérages en paiement tenant lieu d'impôts	8,5
Somme avant paiement tenant lieu d'impôts	19,4
Multiplié par : Taux d'imposition du revenu (pour Énergie NB)	36,6 %
Impôts	7,1
Plus : Impôts sur le capital (pour Énergie NB)	1,4
Paiement total tenant lieu d'impôts	8,5

L'amortissement

L'amortissement prévoit la récupération du coût des immobilisations. Chaque année, une partie du coût initial est imputée comme dépense

d'exploitation. La somme réclamée chaque année permettra la récupération complète du coût d'origine sur la durée utile de vie de l'actif. Aucune preuve n'a été déposée devant la Commission pour démontrer que les immobilisations étaient inutiles ou que les coûts d'origine étaient inexacts. JDI s'est inquiétée de l'absence d'information détaillée sur les taux d'amortissement utilisés par Énergie NB. JDI a demandé qu'Énergie NB soit tenue de produire de l'information additionnelle et que le montant de l'amortissement soit conservé dans un compte de charges reportées jusqu'à ce que l'étude de ces renseignements soit terminée.

La Commission juge que le recours à cette pratique n'est ni opportun ni nécessaire. La Commission considère que le montant proposé par Énergie NB est raisonnable et, par conséquent, accepte le montant de 18,4 millions $ comme dépense d'amortissement pour 2003/2004.

Conclusions - Les exigences en matière de tarif de transport

La Commission approuve les exigences en matière de tarif de transport de 94,3 millions $, qui sont de 4,1 millions $ inférieurs à la somme originale réclamée par Énergie NB, une baisse de 4,2 %. Le calcul des exigences en matière de tarif de transport est expliqué au Tableau 8.

La Commission remarque qu'il ne s'agit pas du besoin total en recettes de Transco. Il ne s'agit que des bénéfices associés aux services que Transco doit fournir. Les besoins en revenus pour services ancillaires sont expliqués dans une section ultérieure de la présente décision.

TABLEAU 8

Calcul de la Commission des besoins en revenus de transport d'énergie

Élément	Montant (millions de $)
Amortissement (tel que déposé)	18,4
Dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A) (tel que déposé)	37,6
Frais de crédit (Tableau 5)	18,9
Paiement tenant lieu d'impôts (Tableau 7)	8,5
Rendement des capitaux propres (bénéfice net)	10,9
Exigences en matière de tarif de transport	94,3

Énergie NB a révisé ses besoins en revenus de transport, qui sont passés de 98,4 millions $ à 97,9 millions $ au cours des audiences. Cependant, les tarifs assortis aux propositions sur la tarification sont calculés sur le montant de 98,4 millions $. Par conséquent, il est ordonné à Énergie NB de réduire les tarifs de tous les services, sauf les services ancillaires, de 4,2 % et de présenter les nouveaux tarifs à la Commission pour qu'elle les approuve.

La Commission a préparé le Tableau 9 comme outil de vérification des recettes de transport approuvées précédemment.

TABLEAU 9

Vérification des besoins en revenus de transport pour 2003/2004

Élément	Montant (millions de $)
Revenus de transport	94,3
Moins: Exploitation, maintenance et administration (tel que déposé)	(37,6)
Moins : Amortissement (tel que déposé)	(18.4)
Moins: Frais de crédit (Tableau 5)	(18,9)
Revenus avant paiements tenant lieu d'impôts	19,4
Moins: Paiements tenant lieu d'impôt (Tableau 7)	(8.5)
Bénéfice net	10.9

La Commission a déterminé les besoins en revenus de transmission pour 2003/2004. La Commission remarque que son travail a été rendu considérablement plus difficile pour deux raisons.

La première tenait à l'absence d'un plan d'affaires officiel de Transco. Nous aurions dû retrouver dans un tel document les informations financières appropriées et les plans les accompagnant. Cela aurait été préférable que de disséminer l'information un peu partout dans différents documents d'information déposés en preuve par la compagnie.

La deuxième raison tenait à la décision du Gouvernement d'aller de l'avant avec la restructuration du secteur de l'électricité. La décision de procéder en devançant l'échéancier prévu pour l'ouverture du marché a fait en sorte que les audiences se sont tenues sans qu'on sache vraiment les changements précis qui seront apportés par la loi. Cette situation a rendu difficile l'analyse de certains aspects de la demande.

La Commission remarque qu'on s'était inquiété du volume d'information fourni par Énergie NB en appui aux diverses pratiques comptables qu'elle utilise. La Commission considère qu'il y avait beaucoup d'informations détaillées dans les dossiers. Les parties intéressées ont également eu beaucoup de temps pour demander de l'information additionnelle et pour présenter des documents de leur cru.

La Commission est d'avis que les politiques en place sont appropriées pour 2003/2004 et les acceptent aux fins de sa décision. La Commission ordonne à Transco de fournir à la Commission pour son examen toute proposition de changement à ses pratiques comptables actuelles qui pourraient avoir une incidence financière importante.

La Commission considère que la révision de toute future demande de hausse de tarifs serait grandement facilitée si Transco identifiait, à tout le moins, l'information qu'elle présente à la Commission à cette fin. La Commission est d'avis qu'il faudrait clairement identifier tant les différentes catégories d'information que les détails spécifiques exigés. Cette pratique permettrait de sauver temps et argent pour tous les participants et aiderait la Commission à rendre sa décision. La Commission ordonne à son personnel d'entreprendre des discussions avec le personnel de Transco et des autres parties intéressées afin de définir les exigences minimales en ce qui touche la présentation de documents pour l'utilisation de Transco lors de futures requêtes de hausse tarifaire.

LE VOLUME DES VENTES

La prévision des volumes de ventes pour 2003/2004 est fondée sur un examen des services fournis par l'entreprise de transport au cours des dernières années et également sur les plus récentes prévisions de profil de charge d'Énergie NB. Énergie NB estime qu'il n'y aura pas de différence importante en 2003/2004 par rapport aux données des années précédentes.

Le Gouvernement entend restructurer le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick à partir du 1er avril 2003. Énergie NB a déclaré que ce changement n'aurait aucune incidence sur le volume des ventes dans la province parce que le volume du transport utilisé ne changerait pas, que cette énergie soit fournie par Énergie NB ou par un concurrent.

Cependant, quant aux prévisions des ventes de point à point, toutes les ventes sont calculées à partir des charges externes. On reconnaît dans cette prévision une certaine sensibilité aux développements qui

pourraient se produire dans les marchés extérieurs. Énergie NB a déclaré que les volumes pourraient être inférieurs mais la société ne s'attend pas à une déviation importante de ses prévisions de ventes.

Aucun intervenant n'est venu contester les prévisions de volume des ventes présentées par Énergie NB pour 2003/2004. La Commission accepte que les prévisions de volumes de vente d'Énergie NB telles que déposées.

LE COÛT DU SERVICE

Un élément important de la conception du tarif représente le coût de fournir les services offerts. Énergie NB a entrepris une démarche en cinq étapes pour établir le coût de ses services, dont voici le détail :

1. La liste des services fournis.
2. Les fonctions du système de transport.
3. La répartition des besoins en revenus pour ces fonctions.
4. L'identification de l'utilisation du système par tous les services.
5. La répartition des coûts fonctionnels des services de transport.

Énergie NB a appuyé son étude sur des besoins en revenus de 98,4 millions $. Par l'entremise de la répartition fonctionnelle, elle a soustrait ces coûts qui sont directement attribuables aux abonnés qui en font usage. Le reste des besoins en revenus est divisé entre les services du réseau et les services point à point, calculés à partir de l'utilisation du système.

La répartition des coûts a permis à Énergie NB d'établir une tarification pour chaque catégorie de services. Les tarifs sont établis de manière à

pouvoir récupérer tous les frais appropriés. Aucun intervenant ne s'est objecté à la méthode de répartition des coûts. La Commission accepte le processus adopté par Énergie NB.

LES SERVICES ANCILLAIRES

Introduction

Énergie NB a classé ses services en trois grandes catégories : le service de transport du réseau intégré ; le service de transmission d'un point à un autre ; et les services ancillaires.

Le service de transport d'un réseau électrique intégré permet aux consommateurs d'utiliser ces ressources pour répondre à leurs besoins propres. Il fournit un service continu de transmission ferme et possède une durée initiale de cinq ans. Le service de transport point à point sert à la transmission et à la réception d'électricité entre des points désignés d'un réseau. Il est disponible sur une base ferme ou aléatoire et peut n'être valable que pour une seule journée. Les besoins en revenus pour ces services de transmission ont été explicités précédemment.

Les services ancillaires sont nécessaires pour maintenir les services de distribution d'électricité en bon ordre de fonctionnement. Transco est tenu d'offrir ces services à sa clientèle. Dans sa tarification, on identifie six services.

Barème de frais, contrôle de système, distribution, réactivation de l'alimentation électrique, et contrôle de la tension

Ces deux services doivent être achetés chez Transco. Il s'agit de services utilisés pour orchestrer le transfert d'électricité et pour

maintenir le système à des niveaux de tension acceptables. Les tarifs proposés pour le barème de frais, le contrôle du système et le système de distribution sont calculés sur les coûts d'exploitation du Centre de contrôle de l'énergie et n'ont pas été contestés. Les tarifs pour réactiver l'alimentation électrique et le contrôle de la tension sont calculés sur une approximation de trois compensateurs synchrones de 110 mégavars.

Réglementation et réponse de fréquence, réserve de fonctionnement - réserve tournante, et *réserve de fonctionnement – réserve supplémentaire (10 minutes et 30 minutes)*

Ces services sont requis pour assurer un fonctionnement continu et fiable du système. Les clients peuvent se procurer ces services chez Transco, chez un exploitant de réseau autonome ou se le procurer chez soi. Pour cette catégorie de services, Énergie NB propose que les tarifs soient calculés sur les coûts des groupes électrogènes approximatifs plutôt que sur les coûts inévitables de la Corporation de production Énergie NB parce que, a-t-on soutenu, cette formule reproduirait un prix plus équitable. Les groupes électrogènes sont deux types de génératrices alimentées au gaz.

Le déséquilibre énergétique

Nous abordons cette question dans la prochaine section du présent rapport.

La gestion axée sur la demande

Aux fins de cette décision, la gestion axée sur la demande comprend : la réactivation de l'alimentation électrique et le contrôle de la tension; la

réglementation et la réponse en fréquence; et les deux réserves de fonctionnement, la tournante et la supplémentaire. Les besoins en revenus pour ces services, dont les coûts sont calculés sur des approximations, sont évalués à 38,7 millions $. Bon nombre d'arguments ont été évoqués pour juger de la pertinence d'utiliser des approximations pour établir les coûts et déterminer les tarifs.

La Commission a ordonné à Énergie NB de fournir les coûts de la gestion axée sur la demande en utilisant les installations existantes. L'information nous a été livrée le 31 janvier 2003. Les besoins en revenus utilisant les installations existantes ont été établis à 48,2 millions $.

WPS a soutenu que les prix que Transco devrait exiger devraient être calculés sur les installations existantes sous réserve de tout ajustement par la Commission à la structure du capital et du coût du capital pour la partie production d'énergie. WPS a ajouté que même avec ces ajustements, les coûts seraient plus élevés que ceux découlant de la méthode des approximations. JDI a également recommandé que les tarifs soient calculés sur les coûts des installations existantes. Cependant, JDI s'est interrogée sur les coûts présentés par Énergie NB pour ses installations existantes. JDI a conclu que, à moins qu'on puisse déterminer avec rigueur les coûts, il serait préférable de s'en remettre au tarif moyen sur trois ans du NEPOOL.

La Commission considère qu'il y a des différences importantes entre le marché du Nouveau-Brunswick et celui de la Nouvelle-Angleterre. De plus, il n'est pas possible pour le marché de la Nouvelle-Angleterre de fournir des services ancillaires au Nouveau-Brunswick. Pour cette raison, la Commission juge que le recours à la moyenne des tarifs du NEPOOL n'est pas applicable dans les circonstances.

On a longuement débattu des coûts engagés par les installations de production d'Énergie NB pour fournir les services ancillaires. La Commission est d'avis qu'il y a une distinction très nette à faire entre les coûts assumés par Transco et ceux de ses fournisseurs. Dans le présent cas, les coûts que les génératrices engagent pour fournir des services de gestion axée sur la demande ne sont pas un facteur décisif dans l'établissement des tarifs à imposer à Transco. Cette situation est similaire au traitement des coûts de tout fournisseur de Transco, que ce soit des véhicules, des ordinateurs ou de la papeterie. Les coûts qui sont pertinents à l'établissement des tarifs sont ceux qui seront engagés par Transco.

La politique de gestion axée sur la demande devra être en vigueur à l'ouverture des marchés, qu'on prévoit pour le 1er avril 2003. Il est essentiel que Transco ait mis en place des mesures lui permettant de pratiquer la gestion axée sur la demande et de fournir à la demande. La preuve démontre que la seule source possible pour obtenir ces services en 2003/2004 serait les installations de production d'électricité de la Corporation de production d'Énergie NB (Genco). Transco entend signer un contrat avec Genco pour la mise en place de la gestion axée sur la demande en 2003/2004.

Énergie NB a indiqué dans son témoignage que le contrat n'était pas finalisé. Le Bill 30 accordera au Gouvernement le contrôle effectif, direct ou indirect, sur Transco et sur Genco et pourra à la rigueur trancher et déterminer le montant réel que Transco devra payer pour pratiquer la gestion axée sur la demande. La Commission note que Genco fournira des services ancillaires à Transco et des services énergétiques à la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-

Brunswick (Distco). Pour que l'entreprise soit financièrement rentable, Genco devra récupérer tous les coûts engagés dans la vente de ces deux services. La Commission encourage le Gouvernement à veiller à ce que les tarifs exigés à Transco par Genco soient justes et fondés sur des coûts engagés avec prudence. Si ces frais sont équitables, alors nous pourrons parler de règles de jeu équitables pour tous les partenaires et une véritable concurrence possible dans le domaine de la production d'électricité.

Énergie NB a déclaré qu'on avait réalisé que le contrat indiquerait un paiement maximum de 38,7 millions $ à Genco. Cette somme sera moindre si Transco informe Genco que ses besoins seront inférieurs et qu'en conséquence, elle libère une partie de sa capacité qu'elle s'était engagée à fournir. Transco a annoncé que toute réduction de 38,7 millions $ serait déduite de la facture des consommateurs par l'entremise d'une réduction de tarif.

La Commission est d'avis que le contrat devrait déterminer le coût que devra verser Transco pour fournir des services de gestion axée sur la demande. La Commission considère que le coût reflète un montant opportun que Transco peut récupérer chez sa clientèle. La meilleure évaluation du coût de Transco pour les services ancillaires de gestion axée sur la demande en 2003/2004 est de 38,7 millions $ et la Commission permettra à Transco d'imposer des tarifs correspondant aux services de gestion axée sur la demande pour récupérer cette somme en 2003/2004.

En ce qui touche aux tarifs précis que Transco devra payer pour la gestion axée sur la demande, il n'existe aucun document déposé en preuve proposant de changement. Les tarifs proposés par Transco s'établissent à

38,7 millions $ approuvés par la Commission et sont donc acceptés tels que proposés.

La Commission exigera des rapports mensuels de Transco sur les frais et les bénéfices associés à la prestation de ces services de gestion axée sur la demande. Cette mesure permettra à la Commission de veiller à ce que les tarifs réclamés des consommateurs permettent à Transco de récupérer les coûts réellement engagés pour fournir des services de gestion axée sur la demande. Elle permettra également à la Commission de s'assurer à ce que toute réduction de tarif soit retournée aux consommateurs sous forme de remise. Le public aura accès à cette information, qui pourra faire l'objet d'une vérification de la part de la Commission.

La Commission exigera que Transco s'engage dans un processus de demande de proposition en 2003/2004 pour lancer un appel d'offres afin qu'elle puisse offrir des services de gestion axée sur la demande pour l'exercice 2004/2005. La Commission discutera des modalités de ce processus avec Transco et avec les parties intéressées pour s'assurer que les services sont fournis au meilleur coût possible.

JDI a fait valoir ses craintes face à la possibilité que les exploitants de réseau autonome enregistrent une augmentation importante de leurs coûts à la suite du tarif proposé. Ils recommandent à la Commission d'ordonner à Énergie NB de présenter un tarif différent qui s'appliquerait particulièrement aux exploitants de réseau autonome pour tenir compte de leurs circonstances particulières.

Énergie NB rétorque que l'incidence réelle dépendrait de circonstances propres à ces exploitants de réseau autonome et qu'ils pourraient prendre

des mesures visant à réduire les répercussions. Énergie NB fait également valoir que si la Commission juge que les conséquences sur la clientèle de la hausse tarifaire sont faramineuses, l'augmentation pourrait être étalée dans le temps. Un tel échelonnement pourrait s'étendre sur une période de trois ans et éviterait l'imposition de conditions spéciales progressives pour les exploitants actuels de réseau autonome.

La Commission estime que des hausses importantes de tarif sur une courte période de temps constitueraient un enjeu de taille pour les consommateurs. Il faudrait dans la mesure du possible éviter de se retrouver devant une telle situation. La preuve relative à cette question est loin d'être éloquente. Il n'existe présentement aucun tarif détaillé pour ce genre de service spécifique puisqu'ils n'ont jamais pas été évalués indépendamment dans le passé. De plus, les conséquences pourraient varier d'un exploitant de réseau autonome à un autre et personne ne peut prédire à l'heure actuelle qu'elle pourrait être les conséquences sur un exploitant en particulier.

Quoi qu'il en soit, la Commission considère la possibilité d'une hausse tarifaire faramineuse comme étant sérieuse et ordonne par conséquent à Transco d'entreprendre des discussions avec les exploitants de réseau autonome d'électricité pour déterminer si une proposition satisfaisant les deux parties pourraient être présentée à la Commission pour examen. Une telle proposition doit préciser tout changement précis à effectuer, les sommes en jeu, la durée dont il est question et comment combler tout manque à gagner qui en découlerait. Si aucune entente ne peut être conclue, Transco informera la Commission de la nature des discussions et expliquera les raisons de l'échec. Les exploitants de réseau autonome auront la possibilité de faire valoir leur point de vue et la Commission décidera par la suite si des changements sont nécessaires. Ces

discussions doivent commencer de sorte qu'on puisse faire rapport devant la Commission au plus tard le 30 juin 2003. Les parties qui désirent plus d'information sur le processus devront entrer en communication avec le personnel de la Commission.

Le déséquilibre énergétique

Le déséquilibre énergétique est un mal nécessaire qui permet de maintenir l'intégrité d'un réseau de distribution. Il tient pour acquis que les producteurs d'électricité ne fournissent pas toujours le volume qu'ils s'étaient engagés à produire et que les consommateurs ne dépensent pas toujours le volume qu'ils prévoient utiliser. Le coût en temps réel de la production d'électricité peut varier de manière importante. Cette situation pourrait inciter les fournisseurs à retirer un avantage abusif du service ancillaire. Par conséquent, il est nécessaire d'établir un prix pour ce service afin d'encourager les clients à chercher un équilibre entre l'approvisionnement et la consommation. Énergie NB propose un système de bandes de déviation et de paiements associés assortis de sanctions qui, selon elle, favoriseraient un équilibre tout en permettant un certain niveau de souplesse.

Des intervenants ont contesté l'importance des bandes de déviation, du montant cumulatif du déséquilibre énergétique et du coût afférent. Le requérant a déclaré que le coût du déséquilibre énergétique sert d'avertissement au marché pour que les participants respectent leurs engagements. Emera se demande pourquoi on n'utilise pas le coût en temps réel pour compenser le déséquilibre. Le requérant rétorque que les coûts véritables de l'énergie en temps réel transparent n'existaient pas au Nouveau-Brunswick.

La Commission estime que les clients devraient être normalement en mesure de respecter, avec une marge de manœuvre, un équilibre. Pour ceux qui ne veulent pas ou qui choisissent de ne pas le faire, la Commission croit qu'il est important de minimiser les conséquences pour les autres clients qui devraient payer davantage parce que les besoins de certains clients comportent des variables trop fortes. En l'absence de prix du marché en temps réel au Nouveau-Brunswick, l'incitatif à rechercher l'équilibre doit être appuyé sur d'autres facteurs. La Commission croit que la méthodologie proposée par Énergie NB est une façon raisonnable d'encourager les abonnés à faire l'équilibre entre l'offre et l'utilisation et qu'elle est suffisamment souple.

La Commission approuve donc la méthodologie du déséquilibre énergétique, les largeurs de bande de déviation et la tarification du déséquilibre énergétique tel que proposé par Énergie NB. La Commission est d'avis que l'ouverture du marché et la transparence y gagneront si les valeurs horaires et mensuelles cumulatives de déséquilibre énergétique de chaque participant sont affichées sur le site Web de Transco pour consultation publique.

Renewable Energy Services Ltée a interpellé la Commission sur la question de l'énergie éolienne. La variation de l'énergie éolienne rend très difficile pour un exploitant d'un réseau autonome de fonctionner à l'intérieur de largeurs de bande de déviation dans le cadre du déséquilibre énergétique. La Commission croit que les génératrices éoliennes peuvent être branchées directement sur le système de distribution et donc ne pas être visées par la tarification. Cependant, certains exploitants d'énergie éolienne pourraient ressentir le besoin de se brancher directement sur le système de Transco. La Commission est d'avis que Transco devrait réviser ses pratiques touchant l'énergie éolienne et l'énergie renouvelable

et présenter des recommandations de modification tarifaire qu'elle jugerait convenable.

L'ENJEU DES TARIFS

L'attribution de la capacité existante d'interconnexion

La capacité totale du réseau de transport pour les interconnexions est de 2 377 MW. Cela comprend 700 MW de capacité sur l'interconnexion du Maine Electric Power Company (MEPCO), qui a accès au marché de la Nouvelle-Angleterre, et 223 MW de capacité d'interconnexion avec l'Île-du-Prince-Édouard. Il y a présentement 720 MW de réservations fermes à long terme d'interfaces d'interconnexion avec des juridictions adjacentes.

En 1998, quand la grille tarifaire actuelle a été appliquée, Énergie NB a inclus les engagements fermes à long terme dans sa capacité de transport. Elle a précisé que cette disposition représentait de 60 % à 65 % de la capacité de l'interconnexion de MEPCO. Il s'agissait d'anciens contrats signés avec des tiers et la Corporation de production d'Énergie NB qui étaient inclus dans le nouveau contrat. On a mentionné qu'il était pratique courante de fonctionner de la sorte, ce qui permettait de respecter les engagements fermes à long terme en garantissant la même réservation d'énergie dans la nouvelle grille tarifaire. On évalue que cette façon de procéder est conforme aux exigences de la décision 888 du FERC.

Énergie NB a tenu une « période d'appel d'offres » sur la capacité restante de transport non réservée, entre janvier et mars 1998. Le requérant a témoigné qu'une seule partie s'est montrée intéressée à la capacité non réservée, la Corporation de production d'Énergie NB.

NS Power a calculé que la Corporation de production d'Énergie NB avait réservé 670 MW de sa capacité de 700 MW de son interconnexion avec MEPCO. Il existe un contrat avec un tiers de 28 MW de capacité, ce qui laisse environ 2 MW de capacité non réservée pour l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. M. Marshall a déclaré qu'environ 40 % des 670 MW de capacité réservée pour l'interconnexion avaient été inclus dans le contrat à long terme. Énergie NB croit qu'il est convenable que les contrats de réservation de transport établis en vertu de la tarification actuelle soient reconduits aux termes de la nouvelle tarification.

Emera recommande que les engagements de réservation découlant de la période d'appel d'offres de 1998 ne soient pas reconduits à moins de s'inscrire dans la foulée des contrats actuels d'approvisionnement à long terme en date du 1er avril 2003. Selon Emera, la tarification de 1998 n'a pas été approuvée par un organisme de réglementation et il est impossible pour un tiers de présenter un appel d'offre, compte tenu de la portée de l'incertitude en matière de réglementation.

On a cité les inquiétudes soulevées par Hydro-Québec en ce qui touche la tarification de 1998 :

- l'absence d'organisme de réglementation ayant droit de regard sur la tarification; et
- un tarif pour service de transit supérieur de 40 % au coût du tarif hors service.

En réponse à ces expressions d'inquiétude, Énergie NB a par la suite convenu d'accorder une remise au tarif de transit pour qu'il soit équivalent au tarif hors service. De plus, la société a également convenu d'instaurer le dégroupement fonctionnel, se conformant ainsi à un code

de conduite. En réponse à cette ouverture, Hydro-Québec a ouvert son système de réservation à Énergie NB.

Énergie NB a laissé entendre que Emera n'était pas disposée à accepter le risque financier associé à la réservation de capacité au moment de l'appel d'offre de 1998. Depuis, Emera Energy Services Inc, une société affiliée à Emera, a obtenu une licence de marketing du FERC.

Énergie NB a fait référence à une décision de la Régie de l'énergie du Québec, qui avait autorisé l'inscription de droits acquis de transport dans un nouveau contrat. Ontario Power Generation avait fait valoir que les réservations entre Hydro-Québec et TransÉnergie auraient dû être mis de côté et ces capacités offertes au plus offrant lors d'un appel d'offres. La Régie a rejeté cet argument.

Énergie NB a déclaré qu'il n'existe aucun élément de preuve indiquant des transactions malhonnêtes entre les affiliées. La société juge que la capacité de transmission a été acquise au cours d'un processus d'appel d'offre ouvert et transparent.

Northern Maine a donné son appui à la position d'Énergie NB sur l'inclusion des clauses de droit acquis dans les contrats. Northern Maine a relevé un enjeu possible qui pourrait amener *la mise en réserve* de la capacité de transport dans le but d'obtenir un avantage concurrentiel. La « mise en réserve » peut se produire quand une partie se procure des réservations d'énergie mais n'utilise pas la capacité. La Commission a demandé aux parties d'aborder cette question.

Emera a présenté un mémoire se prononçant contre la mise en réserve. Ses représentants ont soutenu que cette pratique avait rapport avec le

comportement d'une partie après l'entrée en vigueur d'un contrat. Emera a proposé qu'on remédie à la pratique de la mise en réserve en abrogeant les droits acquis aux contrats qui ne sont pas appuyés par des contrats d'approvisionnement de tiers à long terme.

La réponse écrite d'Énergie NB établit une nuance entre la mise en réserve et la capacité de retenir la transmission. La société a fait valoir que la mise en réserve pouvait se présenter quand les réservations d'énergie programmée n'étaient pas utilisées. Énergie NB a déclaré qu'il n'existait pas de preuve présentée devant la Commission qu'elle avait pratiqué la mise en réserve de capacité.

Le requérant a soutenu que la mise en réserve de réservation de transport, qui est utilisée, reste acceptable. De plus, Énergie NB a déclaré que si l'entreprise n'avait pas d'énergie réservée à son horaire à 11h la veille du jour de la réservation, alors cette capacité était mise sur le marché et offerte aux participants.

Énergie NB a démontré que depuis 2000, cette situation s'est produite environ 1 200 fois. Elle a ajouté qu'il s'agissait d'une sauvegarde contre la mise en réserve dont Emera, Hydro-Québec et NS Power s'étaient prévalus.

Cette décision représente la première occasion pour un organisme de réglementation du système de transport d'approuver la tarification d'Énergie NB. La Commission considère qu'il n'existait pas jusqu'à présent un environnement parfaitement équitable et un accès non discriminatoire aux appels d'offres sur la capacité de transport. La Commission est d'avis qu'une période d'appel d'offres devrait être tenue pour toute la capacité

de transport qui n'est pas assujettie à un contrat ferme entre une partie non affiliée à Énergie NB.

La Commission ordonne à Transco de consulter le personnel de la Commission pour établir un processus convenable à cette fin. La capacité de transport qui sera ainsi l'objet d'un appel d'offres doit viser la période du début d'avril 2004. Cette période doit être complétée au plus tard le quatrième trimestre de l'année 2003. Cela donnera suffisamment de temps à Transco pour obtenir l'approbation de tout changement à ses tarifs qui seront nécessaires à la suite de l'appel d'offres.

La réciprocité

La tarification proposée comprend une section sur la réciprocité. Elle stipule qu'il est exigé des clients qui reçoivent des services de transport de fournir des services comparables sur leurs installations qu'ils possèdent ou contrôlent.

Au cours des audiences, Énergie NB a proposé des changements à la tarification. Un de ces changements prévoyait une dérogation à l'obligation de réciprocité sous réserve des conditions suivantes:

- que le système de transport appartenant ou contrôlé par le client ou une société affiliée soit exploité en vertu de la décision 889 du FERC et conforme aux Normes de conduite avant le début de la prestation des services au propriétaire du système de transport ou à une société affiliée; et

- que le client du service de transport ou une société affiliée s'était engagé à respecter la mise en oeuvre d'un accès ouvert au tarif de transport compatible avec la décision 888 du FERC et livré à

compter du 1er janvier 2004 aux termes de la politique « OASIS », le système d'information d'accès ouvert en temps réel.

Énergie NB propose que la dérogation soit abrogée le 1er janvier 2004. Le plan actuel d'ouvrir à la concurrence le marché de l'électricité de la Nouvelle-Écosse ne se traduira que par seulement une hausse de 2 % à 3 % de la charge provinciale à la concurrence. Au Nouveau-Brunswick, une part beaucoup plus importante du marché sera ouverte à la libre concurrence, jusqu'à 40 % de la charge totale. La Commission observe que Énergie NB n'a pas demandé, comme condition réciproque, que soit également ouvert à la concurrence le marché des grands consommateurs industriels de la Nouvelle-Écosse.

NS Power donne son appui au principe de la réciprocité. Cependant, il n'y a pas d'accès au marché de la Nouvelle-Écosse qui puisse se comparer à la situation du Nouveau-Brunswick. Il y a un comité qui s'est penché sur la question et qui doit présenter des recommandations pour la restructuration du marché de la Nouvelle-Écosse et on s'attend à ce que la concurrence soit permise pour le marché de gros d'ici 2005. Par conséquent, NS Power a demandé une dérogation à l'exigence de la réciprocité jusqu'à ce que le processus soit terminé. On a également demandé que cette question de réciprocité soit résolue par un organisme indépendant.

La Commission juge acceptable la demande de dérogation quant à la réciprocité mais cette dérogation doit être encadrée par certaines conditions. La Commission juge les conditions proposées par Énergie NB raisonnables et les entérinent toutes.

La Commission ne croit pas que la date limite du 1er janvier 2003 soit raisonnable. La Commission est plutôt d'avis que la date d'expiration de la dérogation devrait plutôt être le 1er janvier 2005.

Les pertes de réseau

Aux termes de la tarification actuelle, les pertes du réseau de transmission sont calculées à partir d'un circuit précis. Énergie NB prévoit l'utilisation pour le mois prochain par circuit, puis calcule les pertes. Quand l'utilisation réelle est différente des prévisions, le montant évalué pour les pertes de transport par circuit diffère des données réelles.

Le requérant déclare que la nouvelle tarification est conçue pour offrir un accès non discriminatoire. Les consommateurs réseau seront traités de la même manière que les clients point à point. L'application de la grille tarifaire propose un pourcentage de perte uniforme pour toutes les transactions sur le réseau de transport. Les pertes réelles de réseau pour 2000-2001 ont été de 3,27 % et Énergie NB propose d'utiliser la valeur de 3,3 % comme pourcentage de perte du réseau dans sa grille tarifaire.

La Northern Maine Independent System Administrator (« Northern Maine ») précise que les compteurs sur ses circuits actuels de service dont elle se sert pour transporter l'énergie à travers son réseau et à l'extérieur de l'État lui permettent d'évaluer ses pertes réelles avec précision. La Northern Maine soutient qu'on devrait tenir compte des pertes réelles.

Emera approuve plutôt le calcul des pertes en ligne sur des circuits précis et fait valoir qu'il est plus facile et plus rentable pour Énergie NB de tenir compte d'un facteur de perte pour l'ensemble de son réseau. Emera

soutient que le coût des pertes devrait être assumé par ceux qui les causent.

Énergie NB a présenté un tableau des pertes d'énergie réelles par circuit. Le tableau montre que les pertes variaient grandement d'un circuit à un autre par rapport à la moyenne que propose Énergie NB. Énergie NB déclare que l'information sur la charge des circuits et les pertes moyennes par ligne de Courtney Bay aux interfaces avec la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard, le Québec et le Maine ne sont pas disponibles. Tous les exploitants de réseau autonome et toutes les charges au Nouveau-Brunswick partagent un réseau commun de distribution.

La Commission est d'avis qu'il est préférable d'utiliser une méthode dite du « timbre poste », qui assurerait un accès non discriminatoire à tous les clients. La Commission accepte par conséquent l'utilisation d'un facteur de perte moyen de réseau de 3,3 % comme étant juste et raisonnable.

L'entente sur les produits et services (Entente)

Une entente datée du 1er mars 2002 entre Énergie NB et la Northern Maine couvre les conditions de service entre les parties. Une condition de l'Entente stipule qu'aucun changement ne peut être effectué aux conditions et aux tarifs jusqu'à ce qu'un organisme de réglementation soit désigné pour superviser la tarification.

L'Entente couvre la plupart des services couverts par la tarification. La Commission est de fait l'organisme de réglementation des tarifs, ce qui répond à la condition quant aux changements à survenir aux tarifs et aux conditions assorties à l'Entente. La Commission est d'avis qu'il est

équitable que la tarification s'applique aux tarifs pour les services fournis aux termes de l'Entente.

Le règlement des différends

La tarification est assortie d'une procédure de règlement des différends qui fournit aux clients un mécanisme de règlement des plaintes contre Transco. JDI s'est fait confirmer par Énergie NB qu'une plainte pouvait également être portée devant la Commission. JDI a demandé que ce recours possible devant la Commission soit maintenu.

JDI a soulevé dans son plaidoyer final la question du coût de l'arbitrage exécutoire. Elle a remis en question le caractère raisonnable du processus qui exige d'un plaignant d'assumer les frais d'examen du processus de règlement d'un différend sans avoir la possibilité de porter plainte directement à la Commission.

La Commission partage l'opinion de JDI et ordonne à Énergie NB de réviser l'article 12.5 du règlement sur la tarification pour stipuler que :

1. Les clients peuvent porter plainte directement à La Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick.
2. Les clients peuvent déposer une plainte à la Commission s'ils ne sont pas satisfaits des résultats du processus de règlement des différends.
3. Une plainte déposée directement à la Commission ne pourra par la suite se retrouver devant le processus de règlement des différends.

4. Les plaintes déposées devant la Commission doivent l'être par écrit et elles doivent contenir les motifs et les preuves à l'appui de la position du plaignant.
5. La Commission peut exiger qu'un plaignant fournisse des garanties ou tout frais raisonnable engagé ou qui pourrait être engagé par la Commission. La Commission pourrait conserver la garantie versée par le plaignant si la plainte n'est pas appuyée par des éléments probants.

L'énergie involontaire

Le requérant déclare que la déviation d'énergie dans le cadre d'activités normales d'un opérateur de système à un autre opérateur de système serait considérée comme une énergie involontaire. Le principe fondamental du remboursement d'une énergie veut que le remboursement soit de même qualité : l'énergie de pointe pour de l'énergie de pointe et l'énergie hors pointe pour l'énergie hors pointe. On confirme que les opérateurs de système d'Énergie NB et de NS Power travaillent à résoudre la question de l'énergie involontaire entre les opérateurs. NS Power est d'accord avec les modifications tarifaires proposées par Énergie NB pour résoudre la question de l'énergie involontaire par le biais d'un comité conjoint de l'exploitation.

Énergie NB est d'accord avec Northern Maine voulant qu'en vertu de l'Entente actuelle, l'énergie involontaire soit établie par période horaire pour faciliter l'exploitation de la Northern Maine Market. Énergie NB a modifié le libellé de sa tarification de façon à permettre la tarification horaire pour le déséquilibre énergétique avec la Northern Maine aux termes de l'Entente.

La Commission est d'accord que les déviations de l'exploitation normale sont vraisemblablement involontaires. La Commission est d'avis qu'il est de la responsabilité des opérateurs du système de déterminer ce qu'ils entendent par énergie involontaire ainsi que la méthode de remboursement de cette forme d'énergie. La Commission croit également que l'ouverture et la transparence du marché seront mieux servis si les flux horaires d'énergie involontaire étaient affichés sur le site Web de Transco pour que le public puisse en prendre connaissance.

Les frais de détournement

Normalement, l'opérateur du système utilisera ou transmettra l'actif énergétique le moins coûteux pour répondre à la demande de la charge. Cependant, il y a des circonstances où cela n'est pas possible et l'actif énergétique est détourné pour des raisons économiques pour composer avec les contraintes du système ou pour palier les défectuosités du matériel. Par exemple, le détournement peut être nécessaire pour préserver la fiabilité du système. Transco est obligée de détourner sur la base de l'accès la moins discriminatoire entre les ressources du réseau. Tous les frais associés au détournement devront être récupérés chez les abonnés qui utilisent le système au moment où le désordre se produit.

Une condition pour participer un service de réseau intégré repose sur le fait que le client accepte de mettre ses ressources à la disposition d'un éventuel détournement. Quand un client signe une entente de service avec Transco, il doit désigner les ressources et le prix auquel il est disposé à céder ces ressources pour détournement.

JDI remet en question la position d'Énergie NB sur l'utilité pour les clients d'un réseau de fournir des mises à jour ou des changements à leur coût variable à des fins de détournement. Énergie NB propose un mécanisme

confidentiel à l'intérieur d'OASIS qui permettrait aux consommateurs d'actualiser l'établissement des prix. La tarification du détournement est confidentielle entre un client et Transco.

La Commission accepte que la pratique du détournement au moindre coût, sur une base d'accès non discriminatoire et le recours à un mécanisme confidentiel de tarification pour OASIS. La Commission ordonne à Transco de conserver les dossiers sur les frais et les bénéfices associés aux transactions de détournement. Cette information fera l'objet d'une vérification par la Commission pour s'assurer d'un traitement juste et un accès non discriminatoire pour toutes les parties.

L'expansion du réseau

Transco est responsable d'entreprendre des études pour déterminer les besoins d'expansion de son réseau. Elle déterminera le coût de ce développement et les avantages pour le réseau, s'il en est. Un client réclamant un raccord au réseau de distribution d'électricité, qui nécessite une expansion du réseau, peut être tenu d'effectuer un paiement pour aider au financement de la construction s'il est démontré que les bénéfices de l'expansion sont insuffisants pour couvrir le coût du service. Énergie NB est d'avis que le coût d'une expansion pourrait être discuté avec un client quand est requis une contribution financière de la part du futur abonné.

JDI exprime son inquiétude en ce qui a trait à un possible dépassement des coûts pour l'expansion du système, quand un paiement pour financer la construction du réseau est exigé. Énergie NB a recommandé que la première étape devrait être une discussion entre le client et Transco. Si on ne parvient pas à une entente, alors le client peut se prévaloir du

processus de règlement des différends ou s'adresser directement à la Commission.

La Commission cautionne la politique d'expansion du système incluse dans la tarification et la méthode adoptée pour composer avec les possibles dépassements de coûts.

Les normes de conduite

La tarification comprend les Normes de conduite qui imposent des restrictions sur l'échange d'information confidentielle entre l'opérateur d'un système et les participants au marché.

JDI demande si la tarification est conforme aux règles de la FERC et si les Normes de conduite ne devraient pas tenir compte des changements possibles proposés par la FERC.

La Commission remarque qu'on a longuement discuté de la question à savoir si la tarification proposée serait conforme aux futures exigences de la FERC. La Commission considère qu'il est de sa responsabilité d'entériner la tarification applicable sur le territoire du Nouveau-Brunswick. C'est la responsabilité du requérant de veiller à ce que la tarification, qui est valable au Nouveau-Brunswick, lui permettra également de faire de l'exportation sur le marché américain.

La Commission établit des exigences auxquels Transco devra se conformer à la suite de cette décision. Cela étant dit, la Commission considère que les exigences précises contenues dans les Normes de conduite sont raisonnables à ce moment-ci. Par conséquent, la Commission approuve les Normes de conduite telles que proposées.

La modification de la définition du terme « tarification »

Énergie NB a déposé des modifications à certaines sections de la tarification. À l'exception du libellé sur la réciprocité que nous avons abordé précédemment, personne n'a contesté les modifications présentées. La Commission ordonne à Énergie NB de réviser la tarification pour inclure tous les autres changements proposés. La tarification devra également être révisée pour refléter tous les ajustements requis par la décision de la Commission. Énergie NB doit présenter la nouvelle version de la « tarification » à la Commission pour examen.

AUTRES QUESTIONS

L'étalonnage

L'étalonnage est un processus qui permet à un service public d'évaluer son rendement par comparaison à des entreprises similaires. JDI prétend que l'étalonnage constitue une technique de gestion importante qui permet des économies, en particulier quand on tente de mettre en place la Réglementation au rendement (RAR). Bien que personne ne remette en doute le principe de l'étalonnage, Énergie NB soutient qu'il est très difficile de trouver des entreprises qui peuvent servir comme outil de comparaison, compte tenu de la géographie et du climat particuliers du Nouveau-Brunswick. Même si Énergie NB soutient que la Corporation de distribution et de service à la clientèle est une entité gérée de manière efficace, aucune preuve n'a été déposée pour en faire la démonstration.

La Commission est d'avis que l'étalonnage est un outil important dans l'évaluation du rendement et de l'efficacité. La Commission admet que le repérage d'indicateurs appropriés est un processus interactif et qu'il se poursuivra au fil de l'évolution de Transco. La Commission ordonne à Transco de présenter à la Commission une proposition touchant les

indicateurs appropriés et les compagnies semblables qui pourraient servir d'étalon d'ici le 30 juin 2003 afin qu'elle puisse en faire l'examen. La Commission s'attend à rendre sa décision sur la proposition d'ici le 31 juillet 2003. Le premier rapport sur l'étalonnage doit être présenté à la Commission d'ici octobre 2003 et tous les trimestres par la suite.

La qualité du service

Énergie NB a proposé que certaines mesures du rendement soient utilisées pour démontrer que Transco continuera de fournir un service fiable et efficace. La compagnie a recommandé que le rendement soit évalué dans trois secteurs: la fiabilité, la gérance de l'environnement et la sécurité. Les exemples des mesures du rendement sont:

- la durée moyenne des pannes d'électricité;
- le nombre de déversements par année; et
- le nombre de journées perdues en raison d'accidents.

La Commission accepte les mesures et les objectifs proposés et juge qu'il s'agit d'un point de départ raisonnable pour un examen du service fourni par Transco. La Commission pourrait dans l'avenir ajouter des mesures additionnelles du rendement si elle juge qu'elles pourraient fournir de l'information utile.

La Commission requiert que Transco fournisse cette information tous les trimestres ainsi que les explications complètes de tout manquement en regard des objectifs visés et une description des mesures correctives envisagées.

Afin de fournir une base de comparaison, la Commission exigera de Transco qu'elle fournisse des dossiers antérieurs sur ses mesures de

rendement pour elle-même et pour les autres entreprises de transport d'électricité. Le détail de ces informations à fournir sera discuté entre le personnel de Transco et celui de la Commission. Une proposition devrait être présentée à la Commission pour examen au plus tard le 31 octobre 2003.

Les inquiétudes des compagnies d'électricité municipales

Énergie Edmundston, Perth-Andover Electric Light Commission et Saint John Energy sont des compagnies d'électricité qui sont exploitées par les municipalités. Ces trois services municipaux seront appelés globalement ELD.

Ces ELD se sont inquiétées que l'incertitude entourant la restructuration d'Énergie NB rende difficile l'évaluation de l'incidence globale du processus sur la clientèle résidentielle et commerciale de leurs localités. Ils ont demandé à la Commission de faire preuve de jugement pour assortir l'approbation de la grille tarifaire de conditions, notamment une clarification de la nature de ces incidences et de la finalisation des détails de la politique. Les ELD ont également demandé à la Commission de protéger l'intérêt de leur clientèle.

La Commission remarque que le livre blanc déposé par le Gouvernement avait exprimé de semblables inquiétudes. Le livre blanc a énoncé que le passage vers une nouvelle structure du marché devra se faire d'une manière ordonnée et en harmonie avec tous les organismes de réglementation. On a également suggéré de mettre en place des normes de services standard pour tous les clients à des tarifs réglementés et à des conditions conformes avec le service reçu. Le livre blanc a également proposé que la Commission dispose de l'autorité nécessaire pour réviser

les tarifs des entreprises de distribution, que ce soit de sa propre initiative ou à la demande d'un abonné.

Le Bill 30, présentement devant l'Assemblée législative, contient des dispositions prévoyant une offre de service standard que devra offrir Distco. Ces conditions seront stipulées dans un contrat entre Distco et Genco. Le Bill 30 ne précise pas clairement qui établira les tarifs réclamés par Genco. Cependant, il est évident que dans la loi proposée, le législateur n'a pas l'intention d'accorder à la Commission l'autorité d'établir les tarifs pour Genco. En ce qui regarde Distco, le Bill 30 ne permet pas à la Commission ou à un client de demander une révision de tarif. Distco est libre d'établir ses tarifs dans la mesure où la hausse est inférieure à 3% ou qu'elle suit le taux d'inflation. Cette règle est semblable à la législation en vertu de laquelle Énergie NB n'a pas été soumise à un examen public de ses hausses tarifaires depuis 1993.

La Commission est bien disposée à l'endroit des réserves avancées par les ELD mais elle doit rendre sa décision dans le cadre défini par la loi. La Commission croit qu'il est important que le public soit conscient des limites qui lui sont imparties dans l'exercice de son autorité en ce qui touche la tarification.

La Commission juge que les inquiétudes exprimées par les ELD touchant l'absence d'une compréhension véritable de l'incidence de la restructuration peuvent être partagées par d'autres abonnés et on devrait répondre à ces expressions d'inquiétude. La Commission recommande que Énergie NB organise des séances d'information publique pour débattre des divers aspects de la restructuration du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick.

LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE RAPPORT

La Commission exigera de Transco qu'elle fournisse à la Commission ou qu'elle garde à la disposition de la Commission pour étude, l'information sur les sujets suivants:

- les résultats financiers
- les coûts et les bénéfices associés aux dispositions sur la gestion axée sur la demande
- les coûts et les bénéfices associés aux transactions touchant tous les détournements
- l'étalonnage
- la qualité du service
- les transactions avec les affiliées

LE RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS

Voici une liste des principales décisions rendues en ce qui touche cette demande. Les numéros de page renvoient aux pages du texte où vous pourrez prendre connaissances plus en détail de la décision.

<u>La Réglementation au rendement</u>

La Commission considère que la proposition RAR d'Énergie NB n'est pas appropriée à ce moment-ci. Par conséquent, elle n'a pas retenue un plan RAR pour fixer les tarifs dans sa décision.

<u>L'échelle de tarification</u>

La Commission est d'accord avec l'inscription d'une somme de 327,7 millions $ à titre d'évaluation raisonnable comme échelle de tarification moyenne pour 2003/2004.

La structure financière

La Commission considère que le pourcentage minimum en capitaux propres devrait être 35 % et, par conséquent, elle donne son aval à la structure financière de 65 % en dettes et 35 % en capitaux propres.

Les frais financiers

La Commission accepte la somme de 138,3 millions $ calculée comme montant moyen de la part de la dette à long terme pour Transco pour 2003/2004.

Par conséquent, la Commission réduit, aux fins de la réglementation, le coût de la dette à long terme d'un montant de 0,4 millions $.

La Commission approuve donc un coût total pour la dette à long terme pour 2003/2004 de 14,3 millions $.

Par conséquent, la Commission réduit le taux d'intérêt sur la nouvelle dette de 5,6 millions $ à 5,5 millions $.

La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB d'un intérêt sur la dette à court terme de 0,5 millions $.

La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB de 1,4 millions $ à titre de AFUDC.

La Commission approuve les frais financiers de 18,9 millions $ pour 2003/2004, inférieurs de 0,5 million $ au montant réclamé par Énergie NB.

Le rendement des capitaux propres

La Commission établit le taux de rendement sur les capitaux propres pour 2003/2004 à 9,5 %.

La Commission permettra à Transco d'obtenir un rendement sur les capitaux propres d'un maximum de 10,5 %.

La Commission ne s'attend pas à ce que Transco présente une demande d'augmentation de tarifs en 2003/2004 à moins que le rendement sur les capitaux propres chute en deçà de 8,5 %.

Les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A)

La Commission est d'avis que les prévisions pour l'exercice 2003/2004 ont été correctement évaluées et qu'elles fournissent la meilleure information possible permettant d'établir la tarification. La Commission utilisera donc l'exercice 2003/2004 comme année d'essai pour établir les tarifs dans sa décision.

Par conséquent, la Commission exigera la création d'un Code de conduite entre sociétés affiliées.

La Commission juge raisonnable le montant proposé par Énergie NB et accepte donc le budget de 37,6 millions $ en guise de dépenses OM&A pour l'exercice 2003/2004.

La Commission exigera donc des rapports mensuels de la part de Transco qui devra fournir des détails sur les résultats financiers réels et une explication de toute variation importante. Les rapports devront être produits dans les 15 jours suivant la fin du mois.

Paiement tenant lieu d'impôts

La Commission a calculé qu'une somme de 8,5 millions $ en guise de paiement en lieu d'impôts, ce qui représente une réduction de 1,3 million $ par rapport au montant proposé par Énergie NB.

L'amortissement

La Commission considère que le montant proposé par Énergie NB raisonnable et, par conséquent, accepte le montant de 18,4 millions $ comme dépense d'amortissement pour 2003/2004.

Conclusions - Les exigences en matière de tarif de transport

La Commission approuve les exigences en matière de tarif de transport de 94,3 millions $, qui sont de 4,1 millions $ inférieurs à la somme originale réclamée par Énergie NB, une baisse de 4,2 %.

Par conséquent, il est ordonné à Énergie NB de réduire les tarifs de tous les services, sauf les services ancillaires, de 4,2 % et de présenter les nouveaux tarifs à la Commission pour qu'elle les approuve.

La Commission ordonne à Transco de fournir à la Commission pour son examen toute proposition de changement à ses pratiques comptables actuelles qui pourraient avoir une incidence financière importante.

La Commission ordonne à son personnel d'entreprendre des discussions avec le personnel de Transco et des autres parties intéressées afin de définir les exigences minimales en ce qui touche la présentation de documents pour l'utilisation de Transco lors de futures requêtes de hausse tarifaire.

Les services ancillaires

La Commission encourage le Gouvernement à veiller à ce que les tarifs exigés à Transco par Genco soient justes et fondés sur des coûts engagés avec prudence. Si ces frais sont équitables, alors nous pourrons parler de règles de jeu équitables pour tous les partenaires et une véritable concurrence possible dans le domaine de la production d'électricité.

La meilleure évaluation du coût de Transco pour les services ancillaires de gestion axée sur la demande en 2003/2004 est de 38,7 millions $ et la Commission permettra à Transco d'imposer des tarifs correspondant aux services de gestion axée sur la demande pour récupérer cette somme en 2003/2004.

Les tarifs proposés par Transco s'établissent à 38,7 millions $ approuvés par la Commission et sont donc acceptés tels que proposés.

Quoi qu'il en soit, la Commission considère la possibilité d'une hausse tarifaire faramineuse comme étant sérieuse et ordonne par conséquent à Transco d'entreprendre des discussions avec les exploitants de réseau autonome d'électricité pour déterminer si une proposition satisfaisant les deux parties pourrait être présentée à la Commission pour examen.

La Commission approuve donc la méthodologie du déséquilibre énergétique, les largeurs de bande de déviation et la tarification du déséquilibre énergétique tel que proposé par Énergie NB.

La Commission est d'avis que Transco devrait réviser ses pratiques touchant l'énergie éolienne et l'énergie renouvelable et présenter des recommandations de modification tarifaire qu'elle jugerait convenable.

L'enjeu des tarifs

La Commission est d'avis qu'une période d'appel d'offres devrait être tenue pour toute la capacité de transport qui n'est pas assujettie à un contrat ferme entre une partie non affiliée à Énergie NB.

La Commission est plutôt d'avis que la date d'expiration de la dérogation devrait plutôt être le 1er janvier 2005.

La Commission accepte par conséquent l'utilisation d'un facteur de perte moyen de réseau de 3,3 % comme étant juste et raisonnable.

La Commission est d'avis qu'il est de la responsabilité des opérateurs du système de déterminer ce qu'ils entendent par énergie involontaire ainsi que la méthode de remboursement de cette forme d'énergie.

La Commission accepte que la pratique du détournement au moindre coût, sur une base d'accès non discriminatoire et le recours à un mécanisme confidentiel de tarification pour OASIS. La Commission ordonne à Transco de conserver les dossiers sur les frais et les bénéfices associés aux transactions de détournement.

La Commission cautionne la politique d'expansion du système incluse dans la tarification et la méthode adoptée pour composer avec les possibles dépassements de coûts.

Par conséquent, la Commission approuve les Normes de conduite telles que proposées.

Autres questions

La Commission ordonne à Transco de présenter à la Commission une proposition touchant les indicateurs appropriés et les compagnies semblables qui pourraient servir d'étalon d'ici le 30 juin 2003 afin qu'elle puisse en faire l'examen.

La Commission accepte les mesures et les objectifs proposés et juge qu'il s'agit d'un point de départ raisonnable pour un examen du service fourni par Transco.

La Commission recommande que Énergie NB organise des séances d'information publique pour débattre des divers aspects de la restructuration du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick.

FAIT À LA VILLE DE SAINT JOHN, N.-B. CE 13IÈME JOUR DE MARS 2003.

David C. Nicholson, Président

L. C. Bremner, Commissaire

J. Cowan-McGuigan, Commissaire

R. A. Richardson, Commissaire

K. F. Sollows, Commissaire

DECISION

IN THE MATTER OF an Application dated June 21, 2002 by New Brunswick Power Corporation in connection with an Open Access Transmission Tariff

March 13, 2003

DECISION

IN THE MATTER OF an Application dated June 21, 2002 by New Brunswick Power Corporation in connection with an Open Access Transmission Tariff

March 13, 2003

NEW BRUNSWICK

Board of Commissioners of Public Utilities

TABLE OF CONTENTS

INTRODUCTION 1
Background 1
Hearing Participants 4
PERFORMANCE BASED REGULATION 6
TRANSMISSION REVENUE REQUIREMENT 8
Rate Base 8
Capital Structure 9
Finance Charges 10
Existing Long-term Debt 11
New Debt 14
Interest on short-term debt 16
Allowance for funds used during construction (AFUDC) 16
Total Finance Charges 16
Return On Equity 17
Operating, Maintenance & Administration (OM&A) Expenses 19
Test Year 20
Allocation of Corporate Services Group Expenses 21
Conclusion – OM&A Expenses 22
Payment In Lieu Of Taxes 23
Amortization 24
Conclusions - Transmission Revenue Requirement 25
VOLUME OF SALES 27
COST OF SERVICE 28
ANCILLARY SERVICES 29
Introduction 29
Capacity-based Services 31
Energy Imbalance 35
TARIFF ISSUES 37
Allocation of Existing Interconnection Capacity 37
Reciprocity 41
System Losses 42
Product And Service Agreement (Agreement) 44
Dispute Resolution 44
Inadvertent Energy 45

Re-dispatch Costs 46
System Expansion 47
Standards of Conduct 48
Tariff Word Changes 48
OTHER ISSUES 49
Benchmarking 49
Quality of Service 49
Municipal Electric Utilities Concerns 50
REPORTING REQUIREMENTS 52
SUMMARY OF CONCLUSIONS 53

INTRODUCTION

Background

The Government of New Brunswick (Government) issued its Energy Policy White Paper (White Paper) on the restructuring of the electricity industry in January 2001. Following this, a market design committee (Committee) was established to make recommendations on how best to implement the policies outlined in the White Paper. The Committee was comprised of representatives from the three municipal utilities, NB Power, large customers, environmental groups, Government, and Board staff. The final report of the Committee was released in May 2002.

One recommendation was that all potential users of the transmission system in New Brunswick have open and equal non-discriminatory access that was, at a minimum, compatible with the requirements of the US Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Doing so would ensure that New Brunswick Power Corporation (NB Power) would have unrestricted access to the US electricity markets.

The Committee also recommended that the Board of Commissioners of Public Utilities (Board) be given the authority to approve the Open Access Transmission Tariff (tariff). On June 14, 2002 the Government passed the legislation giving the Board this authority.

NB Power, on June 21, 2002, applied to the Board for approval of its proposed tariff. The written evidence in support of the application was submitted on July 25, 2002 and a procedural conference took place August 12, 2002.

At that time, Saint John Energy presented a letter outlining its concerns regarding the application. They were concerned that the legislation necessary to restructure the electricity market, and to reorganize NB Power into a number of separate corporate entities, had not been passed by the legislature. Saint John Energy, supported by a number of other intervenors, indicated that the public hearing should occur in stages to allow sufficient time to understand the effects of these changes. The Board accepted the letter as a motion.

The conference was adjourned until August 20, 2002 to allow time to evaluate the motion. Upon reconvening, Saint John Energy withdrew the motion and the Board then ruled that the hearing would proceed as outlined in Table 1.

TABLE 1

Schedule For NB Power Transmission Tariff Proceeding

Event	Date
NB Power Evidence Filed with Board	July 25, 2002
Procedural Conference	August 12 and August 20
1st Set of Questions to NB Power	August 21
NB Power Responses to 1st Set of Questions	September 11
2nd Set of Questions to NB Power	September 19
NB Power Responses to 2nd Set of Questions	September 30
Motions Day	October 10
Intervenor Evidence Filed with Board	October 23
All Parties Submit Questions to Intervenors	October 30
Procedural Conference	November 8
Intervenor Responses to Questions by All Parties	November 13
Hearing Begins	November 18

In support of its application, NB Power submitted over 650 pages of written evidence. A total of 626 written questions resulting in over 750 pages of answers were exchanged between intervenors and the

applicant during the fall of 2002. The hearing began November 18, 2002. Throughout the hearing approximately 700 additional pages of evidence were filed. The hearing took 21 days in the months of November 2002 to February 2003. The written record of the public hearing exceeded 2500 pages.

By mid-December, the Board was aware that the legislation for the restructuring of the market and of NB Power would be tabled in the legislature by the end of January. The Board considered that the public interest would be better served if parties were able to review the proposed legislation before the close of the public hearing. Therefore, the Board adjourned the hearing on January 7, 2003 until February 10, 2003.

Prior to the adjournment, the Board ordered NB Power to provide the actual costs of providing certain ancillary services. NB Power filed this information January 31, 2003.

The restructuring legislation, Bill 30, was introduced January 31, 2003. The Board reconvened the hearing on February 10, 2003 and final argument was heard during the week of February 17, 2003.

Bill 30 identifies NB Power Transmission Corporation as the transmission system owner. An independent company referred to as the System Operator (SO) will operate the system. The SO, after April 1, 2003, will be responsible for filing applications for changes to the tariff.

The current application was filed under the assumption that the Transmission Corporation and the SO were one company. In this

decision, the name Transco refers to both the Transmission Corporation and the System Operator.

Hearing Participants

NB Power presented evidence through five panels:

Panel A – Overview and Policy Framework
Wayne Snowdon
Bill Marshall

Panel B – Capital Structure and Rate of Return
Sharon MacFarlane
Dr. Roger Morin

Panel C – Revenue Requirements and Tariff Design
Sharon MacFarlane
David Lavigne
Bill Marshall
George Porter

Panel D – Service Delivery and Operations Issues
Wayne Snowdon
Brian Scott

Panel for Embedded Cost for Ancillary Services and Legislation
Darrel Bishop
George Porter
Sharon MacFarlane
Wayne Snowdon

Formal intervenors were:

Bayside Power L.P.
Canadian Manufacturers & Exporters, New Brunswick Division (CME)
City of Summerside
Emera Energy Inc. (Emera)
Énergie Edmundston
Rodney J. Gillis, QC
J.D. Irving Limited (JDI)
Maine Public Service Company
Northern Maine Independent System Administrator
Nova Scotia Power Inc. (NS Power)
Perth-Andover Electric Light Commission
Province of New Brunswick
Province of Nova Scotia, Department of Energy
Saint John Energy
WPS Energy Services Inc.

Informal intervenors were:

HQ Energy Marketing Inc.
Irving Oil Limited
KnAP Energy Services Inc.
Renewable Energy Services Ltd.
TransÉnergie
Union of New Brunswick Indians
Ralph Wood

Intervenor evidence was filed by NS Power, Emera and JDI. Witnesses for NS Power were Melvin Whalen and Tim Leopold. Witnesses for

Emera were James Connors, QC and Mark Sidebottom. The NS Power panel presented evidence on November 27, 2002 and the Emera panel appeared on December 9, 2002. The JDI witness panel, comprised of Dr. Adonis Yatchew, Dr. Robert Earle and Mark Mosher, testified January 6 and 7, 2003. CME and JDI were represented by the same counsel and will be referred to as JDI in this decision.

The informal intervenors who provided letters of comment for the record and who appeared before the Board on February 10, 2003 were:

Ralph Wood
Renewable Energy Services Ltd.

The Board has carefully considered the evidence presented to it in making the decisions that follow.

PERFORMANCE BASED REGULATION

Performance Based Regulation (PBR) is a method of regulation that may lead to greater efficiencies, while allowing greater flexibility for the company to manage its business and lower its regulatory costs, as compared to a more traditional form of regulation.

NB Power recommended a PBR plan that would allow automatic increases in rates. The amount of the annual automatic increase would be determined by use of a formula that takes into consideration the rate of inflation and improvements in productivity. The rate increases would not be determined by the actual costs of Transco.

The plan was intended to provide NB Power with an incentive to reduce costs and thereby increase the return on its investment. The PBR plan proposed that Transco and its customers would share the effects of any changes in the return on investment, within a defined range. Any return on investment above a certain level would be refunded to customers. If the return fell below a given level Transco could apply for an increase in rates. Transco would also be able to apply for a rate increase to recover any increase in costs that were beyond their control, such as tax increases.

NB Power proposed that the PBR plan operate for three years, after which a comprehensive review would occur. The first year of the plan would be the "test year", the year in which the initial rates would be established.

The Board believes that proper establishment of the initial rates is critical to the success of any PBR plan. Both NB Power and JDI agreed that this was essential. The initial rates must be based upon reliable estimates of costs and sales.

The transmission business unit has been operating for some time but has done so in close association with other NB Power business units. This is the first time that rates will be established specifically for transmission and ancillary services. This would be of less concern if the Board had had a more recent history of regulatory oversight of NB Power as an integrated utility. NB Power's last rate hearing before this Board occurred 10 years ago in 1993. This causes the Board concern over the reliability of the estimates of costs and sales for Transco.

The Board is of the opinion that the rates established in this decision and their underlying assumptions should be tested for a period of time in order to assess their appropriateness and to allow for any necessary adjustments. The Board believes that this should occur before any PBR plan is implemented.

The Board considers that the PBR proposal of NB Power is not appropriate at this time. The Board therefore has not used a PBR plan to establish rates in this decision.

TRANSMISSION REVENUE REQUIREMENT

Rate Base

The rate base is the value of assets used to operate the business. NB Power established an average rate base for 2003/2004, using forecast values for net fixed assets, deferred charges and a working capital allowance. The original calculation was amended and the details are given in Table 2.

TABLE 2

Transco Statement of Average Rate Base for 2003/2004

Item	Amount (millions of $)
Gross Fixed Assets	631.6
Less: Accumulated Amortization	(320.0)
Net Fixed Assets	311.6
Plus: Working Capital	4.7
Plus: Deferred Charges	11.4
Average Rate Base	327.7

NB Power has maintained historical records of the net book value of assets employed in the transmission business unit. These were used

as the basis for its forecasts of both the cost and the associated depreciation of fixed assets. When Transco is incorporated on April 1, 2003, the fixed assets of the business unit will be transferred to it at their net book value at that date.

The working capital allowance of $4.7 million was calculated through a formula that uses a fixed percentage of the operating expenses. This formula is acceptable to the Board.

The principal component of deferred charges of $11.4 million represents Transco's estimated share of NB Power's deferred pension benefit. The allocation was based on the estimated number of employees of the business unit as a ratio of the total employees of NB Power. The Board finds this is an acceptable method of allocating these charges.

The Board is satisfied that an amount of $327.7 million is a reasonable estimate of the average rate base for 2003/2004.

Capital Structure

NB Power proposed a deemed capital structure of 65% debt and 35% equity. Ms. MacFarlane indicated that the deemed ratio would become the actual capital structure of Transco upon its incorporation.

One reason given by Dr. Morin for establishing the debt to equity ratio at the recommended level is to enable the company to achieve an "investment grade rating" from the bond rating agencies. This rating is important for Transco, as it will impact the cost of future borrowing for the company. In general, a higher equity component reduces a

lender's risk and makes the investment more attractive and thereby lowers the interest rate.

Dr. Morin indicated that an effective investment grade rating would be single A or better, because many Canadian financial institutions are precluded from investing in bonds rated less than A. In support of his recommendations, Dr. Morin included, in evidence, comparative statistics on Canadian and U. S. electric utilities and gas distribution companies. The average equity ratio of all the companies included in his study was 38.4%. He stated that he carefully considered the business risk of Transco in arriving at his recommended debt to equity ratio.

Dr. Yatchew proposed an equity component of 30% and a debt component of 70%. He based this on his assessment that there is very little risk in the transmission business.

Transco will be a separate legal company required to raise financing in the capital markets and requires an appropriate debt to equity ratio. The Board considers that the minimum percentage for equity should be 35% and therefore approves a capital structure of 65% debt and 35% equity. This results in an average amount of equity for 2003/2004 of $114.7 million.

Finance Charges

Finance charges are expenses associated with the debt of Transco. They relate to its share of existing long-term debt, to new long-term debt issued on its behalf and to short-term debt. The expenses are reduced by what is referred to as an allowance for funds used during

construction to arrive at the total finance charges for the year. Each item is discussed below.

Existing Long-term Debt

The average amount of existing long-term debt for 2003/2004 was shown by NB Power to be just over $2 billion. This amount will be allocated to several new companies. Transco's share of the existing long-term debt of NB Power was calculated by multiplying the average amount for 2003/2004 by Transco's *pro-rata* share as shown in Table 3.

TABLE 3

Amount of Existing Long-Term Debt for Transmission Company for 2003/2004

Item	Amount
NB Power Total Average Debt	$2,006.7 million
Transco Share	6.89%
Transco Average Debt	$138.3 million

JDI argued that the average amount of existing long-term debt should be adjusted to remove avoided borrowings. These are funds acquired through charges to customers for future decommissioning events associated with the Point Lepreau nuclear plant. NB Power has used these funds to invest in assets in all business units. It stated that doing so has eliminated the need to incur additional debt.

It is the responsibility of the nuclear generation company to pay for decommissioning but it is the responsibility of Transco to repay the funds that have been invested in its business. The evidence is clear

that Transco is being charged its *pro-rata* share of these funds and the Board considers this to be appropriate.

JDI also raised a concern about the treatment of sinking funds in the calculation of average existing long-term debt. NB Power responded that its calculation properly adjusted for both the earnings on sinking funds and for the principal amount. The Board has reviewed these calculations and finds them appropriate. The Board therefore will accept the amount of $138.3 million as the average amount of existing long-term debt for Transco for 2003/2004.

NB Power proposed that the cost of existing long-term debt be based on the coupon interest rate, issue costs, foreign exchange costs and a credit spread. NB Power's original estimate of the total cost to Transco of $14.8 million was reduced, during the hearing, to $14.7 million due to an adjustment in foreign exchange costs.

JDI submitted that, for various reasons, the amortization of principal related foreign exchange losses should not be included in the interest rate calculation for existing long-term debt. NB Power responded that this is a requirement of generally accepted accounting principles. NB Power agreed that the ultimate amount is not known with certainty but that it is still appropriate to include an annual amount so as to spread this cost over the life of the associated debt. The Board considers that the approach used by NB Power is appropriate.

NB Power proposed that the rates to be charged to customers should also include an amount of .91% for the credit spread. The .91% is the estimate of the additional amount of interest that NB Power would have paid if their debt had not been guaranteed by the Government.

NB Power stated that its obligation with respect to existing long-term debt is to pay a Government guarantee fee of .6489%. NB Power proposed that Transco would keep the difference between the requested .91% spread (charged to customers) and the .6489% fee (paid to the Government). NB Power's view was that such an arrangement would ensure that third party users (customers outside New Brunswick) pay their full share of the costs of using the system and do not benefit from lower provincial borrowing rates which are effectively subsidized by taxpayers.

JDI argued that the additional amount above the guarantee fee is not appropriate and should not be included in the cost of existing debt. The Board considers that the rates charged to customers should be based on the actual costs associated with existing long-term debt and not what Transco might have been required to pay had the existing long-term debt been issued without a provincial guarantee. The Board therefore reduces, for regulatory purposes, the cost of existing long-term debt by $0.4 million. This amount is the difference between charging customers a credit spread of .91% as proposed by NB Power and charging customers a Government guarantee fee of .6489%, which will be the actual cost to Transco for 2003/2004.

The Board therefore approves a total cost for existing long-term debt for 2003/2004 of $14.3 million. Table 4 summarizes the calculation of the cost of existing long-term debt.

TABLE 4

Cost of Existing Long-Term Debt to Transco

Item	Amount (millions of $)
Long-term Debt (per pre-filed evidence)	14.8
Less: Foreign Exchange Adjustment	(0.1)
Less: Credit Spread Adjustment	(0.4)
Board Approved Cost	14.3

New Debt

The total amount of debt of NB Power as at April 1, 2003 will be considerably higher than the $2 billion of existing long-term debt because debt issued during the 2002/2003 year is not considered to be existing debt; rather, it is referred to as new debt. The total amount of existing long-term debt at April 1, 2002 was $2.9 billion. During the 2002/2003 year, approximately $790 million of this debt is to be retired and some of it refinanced. Cash from operations will be insufficient to pay for these retirements. Therefore, NB Power must issue a significant amount of new debt in 2002/2003. The new debt raised in 2002/2003 is being allocated as if the new companies existed during 2002/2003. The total amount of new debt to be issued for refinancing is not on the record but Transco's share is $50.9 million.

New debt includes the debt issued in 2002/2003 on behalf of Transco. It also includes debt to be issued by Transco in 2003/2004. The amount of new debt is based on the ongoing cash requirements associated with operating the business. The Board has reviewed the evidence concerning new debt and accepts the amount of $75 million estimated by NB Power as the average amount of new debt for 2003/2004.

The cost estimate of 6.14% for new long-term debt for Transco was based on an average of the estimated costs for 10 year and 30 year long-term Canada bonds. A credit spread was added to this amount to reflect the fact that the interest rate charged to Transco would be higher than that charged to the Government of Canada. NB Power recommended a credit spread of 1.34% based on its analysis of credit spreads paid by other utility companies and the assumption that Transco would have an "A" bond rating. This produces a rate of 7.48% as the cost of new long-term debt for Transco for 2003/2004.

JDI recommended an all-in maximum rate of 6.57% for new debt in 2003/2004 based on NB Power's estimate of avoided borrowing costs. NB Power responded that it did not suggest that this rate was the cost of new debt and does not believe it to be so.

The Board considers that the cost of new debt should be based on an estimate of what Transco will be required to actually pay for new debt in 2003/2004. The evidence indicates that this cost will be 7.48%, as discussed above. There was no evidence provided in support of a different rate. The estimate was based on an analysis of forecasts available on a particular day. Forecasts of the cost of long-term debt do vary over time and the predicted cost for 2003/2004 would be higher or lower depending on the forecast used. However, forecasts of many other important expense items are subject to similar variances. The Board considers that it would be inappropriate to attempt to constantly update the various forecasts. The Board considers that 7.48% is a reasonable estimate of the cost of new long-term debt for 2003/2004.

JDI raised an issue with the calculation of the total interest expense for new debt in 2003/2004. JDI claimed that the amount of new debt issued in 2002/2003 at a cost of 7.32% was incorrectly charged at 7.48%. The Board has reviewed this calculation and agrees with JDI. The effect of this is that the expense is overstated by $100,000. The Board therefore reduces the allowed amount of interest on new debt to $5.5 million from $5.6 million.

Interest on short-term debt

Transco uses interim or short-term financing to provide itself with flexibility that reduces the overall interest costs. NB Power used a forecast of 5.06% for short-term interest rates for 2003/2004 and no party took issue with this rate. The Board accepts NB Power's estimate of $0.5 million for interest on short-term debt.

Allowance for funds used during construction (AFUDC)

AFUDC recognizes that assets under construction do not provide useful service. The finance charges associated with such construction are not charged to current customers. They are capitalized and added to the value of the assets and in this way are recovered from future customers in those years when the assets are providing useful service. The Board accepts NB Power's estimate of $1.4 million for AFUDC.

Total Finance Charges

The Board approves total finance charges of $18.9 million for 2003/2004 which is $0.5 million less than the amount requested by NB Power. Table 5 summarizes the calculation of the finance charges.

TABLE 5

Total Finance Charges for Transco for 2003/2004

Item	Amount (millions of $)
Cost of Existing Long-term Debt	14.3
Cost of New Long-term Debt	5.5
Cost of Short-term Debt	0.5
Less: AFUDC	(1.4)
Total	18.9

Return On Equity

The Board must approve a just and reasonable rate of return on the equity component of Transco's capital structure. Both Dr. Morin and Dr. Yatchew presented evidence on the appropriate rate of return for Transco. They both used the Capital Asset Pricing Model as the basis for calculation of their recommended rate of return. The calculation, using this method, is based upon three factors:

- risk-free rate of return
- market risk premium
- beta rating

The risk-free rate can be defined as the return an investor expects to earn on an investment that has little or no risk. Dr. Morin based his estimate on a forecast of long-term Canada bond yields of approximately 6%. Dr. Yatchew agreed with the use of long-term Canada bonds but used a forecast of 5.7%, which reflected more recent information.

The market risk premium represents the additional return over the risk-free premium expected by investors for assuming risk. Dr. Morin estimated the market risk premium to be 6.7% based on the average market risk premiums from six different studies. Dr. Yatchew stated that a reasonable estimate of the equity premium is in the range of 4%-6%.

The beta rating for a publicly traded company measures its risk relative to the risk of the entire market portfolio. The market has a beta of 1.0. Companies less risky than the market average have a beta less than 1.0 whereas those more risky, have a beta greater than 1.0.

Dr. Morin used a beta of 0.67 while Dr. Yatchew used a beta in the range of 0.35 to 0.50. As a result of their assumptions and calculations, the two witnesses recommended different rates of return on equity. Dr. Morin recommended a return on equity of 11.0% and Dr. Yatchew recommended a rate of return of 8.25%.

The Board has carefully considered the evidence of Drs. Morin and Yatchew and also the discussion on the business risk of Transco. NB Power witnesses expressed confidence in the accuracy of their estimated sales volume for 2003/2004. The Board considers that this confidence is an indication of lower business risk.

The Board will set the rate of return on equity for 2003/2004 at 9.5%. This results in a revenue requirement of $10.9 million for net income. Rates for 2003/2004 will be set so that Transco will earn a profit of $10.9 million, if its results are equal to its forecast.

As discussed earlier in this decision, the Board has not approved the PBR approach as proposed by NB Power. The Board however, does believe that it is important to provide an incentive for management to operate Transco as efficiently as possible. To encourage such behaviour, the Board will allow Transco to earn a return on equity up to 10.5%. This means Transco can earn a net income up to $12.0 million in 2003/2004 without being required to lower its rates. The Board will monitor Transco's quality of service, as discussed later in this decision, to ensure that any increase in net income does not occur as a result of reducing the quality of service.

The Board considers that this approach requires similar treatment on the downside. The Board does not expect Transco to file a request for a rate increase in 2003/2004 unless the rate of return on equity is forecast to fall below 8.5%. This means that Transco's forecast of net income would need to fall below $9.7 million. The exception would be cost increases that are beyond the control of management and which would reduce the return on equity below 9.5%.

Operating, Maintenance & Administration (OM&A) Expenses

OM&A expenses are necessary for Transco to conduct business. A major component of the expense is for salaries with the remainder for materials, property taxes, the operation of the high voltage connection with Quebec, payments to an affiliated company for services and other items. OM&A expenses are reduced by the sale of services to affiliated companies and by the capitalization of certain expenses. Table 6 identifies the items related to OM&A expenses.

TABLE 6

Operations, Maintenance & Administration Expenses 2003/2004

Expense	Amount (millions of $)
Labour & Benefits	23.8
Hired Services	3.0
Materials	2.2
Vehicles	1.8
Utility & Property Taxes	6.8
Other	3.7
High Voltage Connection	1.8
Payments to Affiliates	5.9
Sub-Total	49.0
Less: Revenues from Affiliates	(4.4)
Less: Expenses Capitalized	(7.0)
OM&A Expenses	37.6

Test Year

The rates to be charged customers are based on the expenses of a fiscal year which is referred to as the test year. NB Power proposed that a future test year be used, being their fiscal year 2003/2004.

JDI recommended that the test year be based on the adjusted historical expenses of the transmission business unit. JDI further proposed the use of a deferral account to record expenses that could not be recovered in a given year. Any shortfall could be recovered in future years if the expenses were found to be reasonable. The Board does not consider that use of a deferral account would be appropriate.

The Board considers that the objective is to establish the best estimate of the costs that will be incurred in 2003/2004. Those costs should then be recovered from the customers taking service in that year so as to provide for inter-generational equity.

The Board considers it appropriate in determining the reasonableness of an expense forecast to examine both the historical information available and the projected increases. Transco has been operating as a separate business unit for a number of years. Details of the costs for past operations were submitted, as were forecasts of costs for the period 2003-2006. This information was subjected to a detailed review.

The Board is of the view that the forecasts for 2003/2004 have been properly tested and provide the best information on which to set rates. The Board will therefore use 2003/2004 as the test year for establishing rates in this decision.

Allocation of Corporate Services Group Expenses

The expenses of the Corporate Services Group, which provides services such as legal, regulatory, finance and information systems, are to be allocated to the various new companies on the basis of a study performed by Deloitte & Touche. The Board considers the methodology used by Deloitte & Touche to be reasonable. However, the Board notes that Deloitte & Touche did not conduct any test of reasonableness on the actual level of expenses for the Corporate Services Group.

The Board believes that the sharing of services between affiliated companies may well provide financial benefits to customers of Transco. However, the Board is of the view that any such sharing should only occur on the basis:

- that Transco is charged rates that are reasonable;

- that there is proper protection of all confidential customer information that has been acquired by Transco; and
- that affiliated companies do not receive preferential access to regulated services of Transco.

JDI recommended, and the Board agrees, that Transco be required to disclose details of all transactions with related companies. The Board therefore will require that an Affiliate Relationships Code be established. This code will set out the standards and conditions required for the transactions between Transco and its affiliated companies. It will also establish the record keeping and reporting requirements of Transco with respect to such transactions. It will provide direction on matters such as a transfer pricing policy, payment of inter-company debt and protection of information and data.

Transco staff and Board staff are directed to discuss the details of the Affiliate Relationships Code, and NB Power is directed to submit a draft code for consideration by the Board by June 30, 2003.

Conclusion – OM&A Expenses

JDI recommended that the OM&A amount be reduced to $34.7 million but provided no evidence as to any specific items that should be adjusted or eliminated. The Board considers the amount proposed by NB Power to be reasonable and therefore accepts the estimate of $37.6 million for OM&A expenses for 2003/2004.

As noted elsewhere in this decision, 2003/2004 will be the first year that Transco will be operating as a separate legal entity. It also will be the first year that the electricity market in New Brunswick will be subject to at least a limited form of competition. These factors add

uncertainty and increase the possibility that results may be significantly different from the forecast. The Board therefore will require monthly reports from Transco providing details on its actual financial results, the forecast amounts and an explanation of any significant variances. The reports are to be filed within 15 days of the previous month end.

Payment In Lieu Of Taxes

NB Power included a payment in lieu of taxes as an expense to be recovered through the rates to be charged to customers. As stated in Bill 30, the proposed restructuring legislation, the New Brunswick Power Transmission Corporation will be required to make a payment in lieu of taxes to the New Brunswick Electric Finance Corporation (Debtco) in 2003/2004. The amount of the payment is equal to the federal and provincial taxes that the transmission corporation would have been liable to pay if it were not exempt from those taxes.

The Board recognizes that if Bill 30 becomes law, Transco will have the legal obligation to make this payment. The legitimate expenses of Transco are part of the overall costs of operating the transmission grid in New Brunswick. The Board therefore will allow the recovery of the payment through the rates to be charged to customers.

The amount of this payment is, however, dependent upon the amount allowed for the return on equity. The Board has reduced the allowed return on equity and therefore the payment in lieu of taxes must also be reduced. The Board has calculated an amount of $8.5 million as the payment in lieu of taxes, which is a reduction of $1.3 million from the amount proposed by NB Power. The calculation of this amount is presented in Table 7.

TABLE 7

Verification of the Payment in Lieu of Taxes

Item	Amount (millions of $)
Required Net Income	10.9
Add Back Payment in Lieu of Taxes	8.5
Amount Required Before Payment in Lieu of Taxes	19.4
Multiply by: Income Tax Rate (per NB Power)	36.6%
Income Taxes	7.1
Add: Capital Taxes (per NB Power)	1.4
Total Payment in Lieu of Taxes	8.5

Amortization

Amortization provides for the recovery of the cost of capital assets. Each year, a portion of the original cost is charged as an expense to operations. The amount charged each year allows for the full recovery of the original cost over the useful lives of the assets. No evidence was presented that any capital assets were unnecessary or that their original cost was inappropriate. JDI expressed concern over the lack of detailed information on the amortization rates used by NB Power. JDI requested that NB Power be directed to file additional information and that the amortization amount be held in a deferral account until such information had been reviewed.

The Board does not consider the use of a deferral account to be appropriate or necessary. The Board considers the amount proposed by NB Power to be reasonable and therefore accepts the $18.4 million as the amortization expense for 2003/2004.

Conclusions - Transmission Revenue Requirement

The Board approves a transmission revenue requirement of $94.3 million which is $4.1 million less than the original amount requested by NB Power, a reduction of 4.2%. The calculation of the transmission revenue requirement is shown in Table 8.

The Board notes that this is not the total revenue requirement of Transco. It is only the revenue associated with services to be provided by Transco itself. The revenue requirement for ancillary services is discussed later in this decision.

TABLE 8

Board Calculation of Transmission Revenue Requirement

Item	Amount (millions of $)
Amortization (as filed)	18.4
Operating, Maintenance & Administration Expenses (as filed)	37.6
Finance Charges (per Table 5)	18.9
Payment in Lieu of Taxes (per Table 7)	8.5
Return on Equity (net income)	10.9
Transmission Revenue Requirement	94.3

NB Power revised the transmission revenue requirement from $98.4 million down to $97.9 million during the hearing. However the rates contained in the proposed tariff are based on the $98.4 million amount. Therefore, NB Power is directed to reduce the rates for all services, except ancillary services, by 4.2% and to file the new rates with the Board for its review.

The Board has prepared Table 9 as verification of the transmission revenue requirement approved above.

TABLE 9

Verification of Transmission Revenue Requirement for 2003/2004

Item	Amount (millions of $)
Transmission Revenue	94.3
Less: Operations, Maintenance & Administration (as filed)	(37.6)
Less: Amortization (as filed)	(18.4)
Less: Finance Charges (per Table 5)	(18.9)
Income Before Payment in Lieu of Taxes	19.4
Less: Payment in Lieu of Taxes (per Table 7)	(8.5)
Net Income	10.9

The Board has established the transmission revenue requirement for 2003/2004. The Board notes that this task was made considerably more difficult for two reasons.

The first was the lack of a formal business plan for Transco. Such a document would have brought together the appropriate financial information and associated plans. This would have been preferable to having the information spread throughout many different parts of the evidence.

The second reason was the timing associated with the Government's plans to restructure the electricity industry. The need to proceed to a decision in advance of the date scheduled for market opening meant that the hearing was held without any knowledge of the specific changes that would occur in legislation. This made it difficult to properly analyze many aspects of the application.

The Board notes that there was concern expressed over the amount of information provided by NB Power in support of various accounting policies that it follows. The Board considers that there was considerable detail on the record. Parties also had ample opportunity to request further information and to submit evidence of their own.

The Board is of the view that the policies in place are appropriate for 2003/2004 and will accept them for the purposes of this decision. The Board directs Transco to file with the Board for its review any proposed changes to the existing accounting policies that would have a significant financial impact.

The Board considers that the review of future rate applications would be greatly assisted by the identification of the information that should, as a minimum, be filed by Transco. The Board is of the view that both the various categories of information and the specific details required should be identified. This would save time and money for all participants and assist the Board in making its decision. The Board directs its staff to hold discussions with Transco staff and other interested parties for the purpose of defining the minimum filing requirements for use by Transco in future rate applications.

VOLUME OF SALES

The forecast of sales volumes for 2003/2004 was based on a review of the services provided by the transmission unit in recent years and also of the most recent NB Power load forecast. NB Power has assumed that there will not be any major differences in 2003/2004 from the recent historical figures.

The Government intends to restructure the electricity market in New Brunswick as at April 1, 2003. NB Power stated that this change would have no impact on the volume of sales within the province because the volume of transmission use would not change whether the energy was supplied by NB Power or by a competitor.

However, with respect to the point-to-point sales forecast, all sales are based on external loads. There is sensitivity in this forecast to developments in external markets. NB Power stated that volumes may well be lower but it does not expect any major deviations from its sales forecasts.

No intervenor took issue with the volume of sales forecast by NB Power for 2003/2004. The Board accepts NB Power's forecast of sales volumes as filed.

COST OF SERVICE

An important component of rate design is establishing the costs of providing the services offered. NB Power followed a five-step process for its cost of service study. The steps included:

1. identification of the services offered;
2. identification of the functions of the transmission system;
3. allocation of revenue requirements to the functions;
4. identification of system usage across the services; and,
5. allocation of the functional costs to the transmission services.

NB Power based its study on the revenue requirement of $98.4 million. Through functional allocation it subtracted those costs which are directly attributable to the specific users which incur them. The balance of the revenue requirement was then divided between network service and point-to-point service based on usage of the system.

The allocation of costs enabled NB Power to design the rates for each class of service offered. The rates are established so as to recover all of the appropriate costs. No intervenor took issue with the cost allocation methodology. The Board accepts the process as followed by NB Power.

ANCILLARY SERVICES

Introduction

NB Power identified three major groups of services: network integration transmission service, point-to-point transmission service and ancillary services.

Network integration transmission service allows customers to use their resources to serve their own requirements. It provides firm transmission service and has an initial term of five years. Point-to-point transmission service is for the transmission and receipt of capacity and energy between designated points. It is available on a firm or non-firm basis and the term can be for as little as one day. The revenue requirement for these transmission services has been discussed above.

Ancillary services are necessary to keep the electricity system operating reliably. Transco must make these services available to its customers. In the tariff, six services are identified.

Scheduling, system control and dispatch and *reactive supply and voltage control*

These two services must be purchased from Trancso. They are services used to schedule the transfer of electricity and to maintain the system at the correct voltages. The rates proposed for scheduling, system control and dispatch are based on the costs of operating the Energy Control Centre and were not an issue. The rates for reactive supply and voltage control are based on a proxy of three 110 MVAR synchronous condensers.

Regulation and frequency response, operating reserve – spinning reserve, and *operating reserve – supplemental reserve (10 minute and 30 minute)*

These services are required to ensure the continuous and reliable operation of the system. Customers may purchase these from Transco, a third party or self-supply. For these services, NB Power proposed that the rates be based on the costs of proxy generating units rather than the embedded cost of NB Power Generation because they stated this would produce a more appropriate price. The proxy units were identified as two types of gas fired generating facilities.

Energy imbalance

This service is discussed in the next section of this decision.

Capacity-based Services

For the purposes of this decision, the capacity-based services include: reactive supply and voltage control; regulation and frequency response; and, the two operating reserves, spinning and supplemental. The revenue requirement for these services, whose costs are based on proxy units, is $38.7 million. Significant argument was presented over the use of proxy unit costs to set rates.

The Board ordered NB Power to provide the costs of providing capacity-based services through the use of existing facilities. This information was filed January 31, 2003. The revenue requirement using costs of existing facilities was $48.2 million.

WPS argued that the prices to be charged by Transco should be based on the cost of existing facilities subject to any adjustments by the Board to the capital structure and the cost of capital for the generation business. WPS stated that even with such adjustments, the costs would be higher than those produced by the proxy unit methods. JDI also recommended that rates should be based on the costs of existing facilities. JDI, however, had concerns with the costs filed by NB Power for existing facilities. JDI concluded that, until these costs can be properly determined, the three-year NEPOOL average price should be used.

The Board considers that significant differences exist between the markets in New Brunswick and New England. As well, it is not possible for the New England market to provide ancillary services to New Brunswick. For this reason the Board considers that the use of a NEPOOL average price would not be appropriate.

There was considerable discussion about the costs that will be incurred by generating facilities of NB Power in order to provide ancillary services. The Board is of the view that there is an important distinction between the costs of Transco and the costs of its suppliers. In this particular case, the costs that generators incur to provide capacity-based services are not the deciding factor in setting the rates to be charged by Transco. This is similar to the treatment of the costs of any supplier to Transco whether it be of vehicles, computers or stationary. It is the costs that Transco will actually incur that are relevant in setting the rates.

Capacity-based services will be required as of the opening of the market, anticipated to occur on April 1, 2003. It is essential that Transco have in place an arrangement whereby it will be able to obtain all the capacity-based services that it might need. The evidence indicates that the only likely source of these services in 2003/2004 is the generating facilities of NB Power Generation Corporation (Genco). Transco intends to enter into a contract with Genco for the provision of capacity-based services for 2003/2004.

NB Power testified that this contract has not been finalized. Bill 30 will give the Government effective control, directly or indirectly, of both Transco and Genco and can therefore determine the actual amount that Transco will be required to pay for capacity-based services. The Board notes that Genco will be providing ancillary services to Transco and energy services to NB Power Distribution and Customer Services Corporation (Distco). In order to be financially viable, Genco must recover all of its appropriate costs from the sale of these two services. The Board encourages the Government to ensure that the prices to be charged to Transco by Genco are fair and based on its actual prudently

incurred costs. If these prices are fair, then a 'level playing field' will exist for potential generation competition.

NB Power stated that it was their understanding that the contract would provide for a maximum payment of $38.7 million to Genco. This amount will be lower if Transco notifies Genco that its requirements have been reduced and thereby frees up some of the capacity that Genco has committed. Transco stated that any reduction to the $38.7 million would be passed on to its customers by way of price discounts.

The Board is of the view that the contract will establish the cost to Transco of obtaining capacity-based services. The Board considers that this cost is the appropriate amount to be recovered from the customers of Transco. The best estimate of the cost to Transco for capacity-based ancillary services in 2003/2004 is $38.7 million and the Board will allow Transco to charge rates for the capacity-based services sufficient to recover this amount in 2003/2004.

With respect to the specific rates to be charged by Transco for capacity-based services, there was no evidence proposing any specific changes. The rates proposed by Transco are forecast to provide the $38.7 million approved by the Board and the Board will therefore accept the specific rates as proposed.

The Board will require monthly reports from Transco on the costs and revenues associated with the provision of capacity-based services. This will allow the Board to ensure that the rates charged to customers recover the actual costs to Transco of obtaining the capacity-based services. It will also permit the Board to ensure that any reductions in

cost are passed onto customers by way of discounts. This information will be available to the public and may be audited by the Board.

The Board will require Transco to conduct a request for proposal process in 2003/2004 to solicit bids for the provision of the capacity-based services required by Transco in 2004/2005. The Board will discuss the particulars of this process with Transco and other interested parties to ensure that services are obtained at the lowest possible cost.

JDI expressed concern over the possibility that self-generators may face significant rate increases as a result of the proposed tariff. They recommended that the Board direct NB Power to file a different rate that would apply specifically to self-generators to take into account their special circumstances.

NB Power stated that the actual impact would depend on the specific circumstances of the self-generators and that self-generators could take actions that would reduce the impact. NB Power also said that if the Board considered that the impact for these customers would constitute rate shock then it should order a phase-in of the proposed rate. Such a phase-in could occur over a period of three years and avoid the need for any ongoing special conditions for current self-generators.

The Board considers that significant increases in rates over a short time period would be an important issue for any customer. Such an event should be avoided whenever possible. The record with respect to this issue is far from clear. There are no current rates for the specific services in question, as they have not been priced separately

in the past. As well, the impact will very likely vary from one self-generator to another and there is no evidence as to the actual specific impact that will occur for any particular self-generator.

Nevertheless, the Board considers potential rate shock to be an important issue and thus directs Transco to consult with the existing self-generators to determine if a mutually satisfactory proposal may be brought to the Board for its consideration. Such a proposal must identify any specific changes requested, the amount of money involved, the time period involved and how any shortfall in revenue requirement is to be recovered. If no agreement can be reached, Transco is to report to the Board on the nature of the discussions held and why no agreement is possible. Self-generators will be given an opportunity to respond to such a report and the Board will then decide if any changes are necessary. These discussions are to be held and their results reported to the Board by June 30, 2003. Parties who wish further information on this process should contact Board staff.

Energy Imbalance

Energy imbalance is a service necessary to maintain system integrity. It recognizes that generators do not always supply exactly the amount of electricity they had committed to provide and that customers do not always use exactly the amount of electricity that they had forecast. The real time cost of producing electricity can vary significantly. This could provide an incentive for suppliers to take unfair advantage of this ancillary service. Therefore it is necessary to price this service so as to encourage customers to balance supply and use. NB Power proposed a system of deviation bands and associated payments and penalties that they considered would encourage this balance while still permitting a reasonable degree of flexibility.

Intervenors took issue with the size of the deviation band, the cumulative amount of energy imbalance and the pricing for imbalance. The applicant stated that pricing for energy imbalance is meant to serve as a market signal for participants to adhere to their schedule. Emera questioned why real time prices were not used for imbalance. The applicant noted that real time transparent energy prices do not exist in New Brunswick.

The Board considers that customers should normally be able to keep imbalances within a reasonable level. For those who cannot or choose not to do so, the Board believes that it is important to minimize the possibility that other customers would have to pay more because certain customers have significant imbalances. In the absence of real time market prices in New Brunswick, the incentive to stay in balance must be based on other factors. The Board considers that the methodology proposed by NB Power is a reasonable way to encourage customers to balance supply and use and provides adequate flexibility.

The Board therefore approves the energy imbalance methodology, the deviation bandwidths and the pricing for energy imbalance as proposed by NB Power. The Board believes that market openness and transparency will be enhanced if hourly and cumulative monthly values of energy imbalance for each participant are posted on the Transco website for public viewing.

Renewable Energy Services Ltd. addressed the Board on wind generation issues. The variability in wind generation makes it very difficult for a generator to operate within the deviation band for energy imbalance. The Board understands that wind generators may often be

connected directly to the distribution system and therefore not subject to the tariff. However, some may need to connect directly to the Transco system. The Board is of the opinion that Transco should review the practices of wind and other renewable energy generators and recommend any tariff amendments that it considers to be appropriate.

TARIFF ISSUES

Allocation of Existing Interconnection Capacity

The total transmission system capacity for interconnections is 2,377 MW. This includes 700 MW of capacity on the Maine Electric Power Company (MEPCO) interconnection that accesses the New England market and 223 MW of capacity on the interconnection to Prince Edward Island. There are currently 720 MW of long-term firm reservations crossing interfaces into adjacent jurisdictions.

In 1998, when the existing tariff was implemented, NB Power grandfathered long-term firm commitments for transmission capacity. They stated that these represented 60 to 65 % of the capacity on the MEPCO interconnection. The grandfathered contracts were with third parties and NB Power Generation. It was stated this was done in accordance with industry standards whereby long-term firm commitments are honoured by providing equivalent reservation under any new tariff. They considered this practice to be consistent with the requirements of FERC Order 888.

NB Power held an "Open Season" for bids on the remaining unreserved transmission capacity, from January to March 1998. The applicant

testified that the only party who bid on the unreserved capacity was the generation unit of NB Power.

NS Power established that NB Power Generation has reserved 670 MW of the 700 MW capacity on the MEPCO interconnect. There is a third party contract for 28 MW of capacity leaving only 2 MW of capacity unreserved on the interconnection to New England. Mr. Marshall stated that about 40% of the 670 MW reserved capacity on the interconnect is under long-term contract. NB Power believes it appropriate that the transmission reservation contracts established under the existing tariff should be continued under the new tariff.

Emera recommended that reservation commitments arising from the 1998 open season should not be preserved unless they are supported by existing long-term energy supply contracts as of April 1, 2003. Emera's view was that the tariff existing in 1998 had not been approved by a regulatory body and that it was impossible for any third party to bid given the extent of regulatory uncertainty.

It was noted that Hydro Quebec did raise the following concerns regarding the 1998 tariff:

- the lack of regulatory authority over the tariff; and,
- a rate for through service that was 40% higher than the rate for out service.

As a result of this concern, NB Power later agreed to discount the through service rate so that it equaled the rate for out service. Also, they agreed to implement functional unbundling under a code of

conduct. Hydro Quebec, in response, opened their system for reservations from NB Power.

NB Power suggested that Emera was not prepared to accept the financial risk associated with reserving capacity at the time of the open season in 1998. Since that time, Emera Energy Services Inc, an Emera affiliate, has obtained a FERC marketing license.

NB Power referenced a decision by the Quebec Régie that permitted the grandfathering of transmission rights. Ontario Power Generation had argued that reservations between Hydro Quebec and TransÉnergie should be set aside and the capacity be put up for bids in an open season. The Régie rejected the argument.

NB Power stated there was no evidence presented that indicated any improper transactions between its affiliates. They considered that transmission capacity had been acquired during an open and transparent bidding process.

Northern Maine supported NB Power's position on grandfathering reservations. Northern Maine identified a possible issue that was the *hoarding* of transmission capacity in order to gain competitive advantages. Hoarding may be considered to occur when a party buys up reservations, but does not use the capacity. The Board asked the parties to address this issue.

Emera submitted a written response and argued against hoarding. They felt it related to a party's conduct after a contract was in place. Emera proposed that a remedy to alleviate hoarding was to disallow

the grandfathering of contracts not supported by third party long-term supply contracts.

NB Power's written response identified a difference between hoarding and holding transmission capacity. They argued that hoarding may occur when reservations for scheduled energy are not used. NB Power stated there was no evidence presented that they had hoarded capacity.

The applicant stated that holding transmission reservations, which are used, is acceptable. Also, NB Power stated, that if they did not have energy scheduled on their reservation by 11:00 AM on the day prior to the reservation, then that capacity was released and made available to other market participants.

NB Power showed that since 2000, this had occurred about 1200 different times. They stated that this was an anti-hoarding safeguard that Emera, Hydro Quebec and NS Power had utilized.

This decision is the first time that a tariff governing the use of NB Power's transmission system will have been approved by a regulatory body. The Board considers that, prior to this time, a completely fair and non-discriminatory environment for bidding on transmission capacity did not exist. The Board believes that an open season should be held for all transmission capacity that is not subject to a firm contract involving a party who is not affiliated with NB Power.

The Board directs Transco to consult with Board staff to establish an appropriate process for this purpose. The transmission capacity that will be the subject of the open season is to be made available for use

beginning on April 1, 2004. The open season is to be completed no later than the fourth quarter of calendar 2003. This will allow sufficient time for Transco to obtain approval of any changes to its rates that are necessary as a result of the open season.

Reciprocity

The proposed tariff includes a section on reciprocity. It states that it is a requirement for customers receiving transmission service to provide comparable service on facilities owned or controlled by them.

NB Power, during the hearing, provided proposed changes to the tariff. One such change provided for a waiver of the reciprocity requirement subject to the following conditions:

- that the transmission system owned or controlled by the customer or its corporate affiliate be operated under a FERC Order 889 compatible Standards of Conduct prior to the commencement of service to the transmission system owner or its corporate affiliate; and

- the transmission customer or its corporate affiliate commit to the implementation of an open access transmission tariff that would be compatible with FERC Order 888 and delivered through an Open Access Same-Time Information System (OASIS) system by January 1, 2004.

NB Power requested that the proposed waiver expire on January 1, 2004. The current plan to open the Nova Scotia electricity market to competition would result in only 2% to 3% of load being subject to competition. In New Brunswick, substantially more of the market will

be open to competition, as much as 40% of total load. The Board notes that NB Power did not request, as a condition, that the Nova Scotia market be opened to competition for large industrial customers.

NS Power supported the principle of reciprocity. However, there is no access to the Nova Scotia market comparable to what will be available in New Brunswick. There is a committee developing recommendations for the restructuring of the Nova Scotia market and it is anticipated that the market will open for wholesale competition in 2005. NS Power, therefore, requested a waiver of the reciprocity requirement until the transition process is complete. They also requested that the issue of reciprocity be resolved by an independent body.

The Board finds that a waiver of the reciprocity requirement is appropriate and that such a waiver should be subject to conditions. The Board considers that the conditions proposed by NB Power are reasonable and will accept them.

The Board does not believe that a deadline of January 1, 2004 is appropriate. The Board is of the opinion that the date for the expiry of the waiver of reciprocity should be January 1, 2005.

System Losses

Under the existing tariff, transmission losses are calculated on a path specific basis. NB Power forecasts the usage for the coming month by path and then calculates the losses. When the actual usage differs from the forecast, the estimated amount for transmission losses by path differs from the actual figures.

The applicant stated that the new tariff is meant to be non-discriminatory. Network customers would be treated the same as point-to-point customers. The tariff application proposes a uniform percentage loss for all transactions on the transmission system. Actual system losses for 2000-2001 were 3.27% and NB Power proposes using 3.3% as the system power loss for the tariff.

The Northern Maine Independent System Administrator (Northern Maine) stated that metering on the existing service paths used for through and out service, allows for the actual losses to be determined. They stated that actual losses should be applied.

Emera supported calculating line losses by specific paths and argued that it may be easier and more profitable for NB Power to assign a system wide loss factor. Emera argued that the cost for losses should be borne where they are incurred.

NB Power provided a table of real power losses by path. The table showed that most path losses vary significantly from the average that NB Power proposes. NB Power stated that information on circuit loading and the average line loss from Courtney Bay to interfaces with Nova Scotia, Prince Edward Island, Quebec and Maine, was not available. All generators and loads within New Brunswick share a common transmission network.

The Board believes a postage stamp approach that results in non-discriminatory treatment of all customers is appropriate. The Board therefore accepts the use of a 3.3 % system average loss factor as fair and reasonable.

Product And Service Agreement (Agreement)

An Agreement dated March 1, 2000, between NB Power and Northern Maine covers the terms of service between the parties. A condition of the Agreement was that no change could be made to the terms, conditions or rates until a regulator was assigned to oversee the tariff.

The Agreement includes most services covered by the tariff. The Board is the regulator of the tariff, which fulfills the condition for changes to rates and terms under the Agreement. The Board believes it appropriate that the tariff apply to the rates for existing services under the Agreement.

Dispute Resolution

The tariff establishes a dispute resolution procedure that provides all customers with a method to resolve complaints with Transco. JDI had NB Power confirm that a complaint could also be referred to the Board. JDI requested that the option to take matters to the Board should always be available.

JDI raised the issue of the cost of binding arbitration in their summation. They questioned the reasonableness of a process that would require a complainant to bear the costs to proceed through the dispute resolution process, without having the ability to take a complaint directly to the Board.

The Board agrees with JDI and directs NB Power to revise section 12.5 of the tariff to clarify that:

1. Customers may refer a complaint directly to the Board.

2. Customers may refer a complaint to the Board if they are dissatisfied with the results from the dispute resolution process.
3. A complaint referred directly to the Board cannot afterward proceed to the dispute resolution process.
4. Complaints filed with the Board must be in writing and are to include reasons and evidence in support of the customer's position.
5. The Board may require a complainant to provide such security for the costs incurred or to be incurred by the Board, as it considers reasonable. Security may be forfeited to the Board if the complaint is not substantiated.

Inadvertent Energy

The applicant stated that energy deviation within normal system operator to system operator operations would be considered as inadvertent energy. The fundamental principle for repayment of inadvertent energy is that it must be repaid in kind; peak energy for peak energy and off-peak for off-peak. It was confirmed that the NB Power and NS Power system operators were working to resolve the issue of inadvertent energy between the operators. NS Power agreed with the tariff modifications proposed by NB Power to address inadvertent energy through the Joint Operating Committee.

NB Power agreed with Northern Maine that, under the existing Agreement, inadvertent energy is settled hourly to facilitate the operation of the Northern Maine Market. NB Power amended the tariff wording so as to allow hourly settlement for energy imbalance with Northern Maine to be done under the Agreement.

The Board agrees that normal operational deviations are likely inadvertent. The Board believes that it is the responsibility of the system operator to determine inadvertent energy between operators, as well as the method for repaying that energy. The Board also believes that market openness and transparency will be enhanced if hourly inadvertent energy flows are posted on the Transco website for public viewing.

Re-dispatch Costs

Normally the system operator will use or dispatch the least cost generating assets to meet load. However, there are occasions when this is not possible and assets are re-dispatched out of economic merit order to deal with system constraints or equipment failures. For example, re-dispatch may be required to maintain system reliability. Transco is obliged to re-dispatch on a least cost non-discriminatory basis between all network resources. Any costs associated with re-dispatch are to be recovered from those customers who are using the system at the time that the out-of-order situation occurs.

A condition of receiving network integration service is that the customer agrees to make its network resources available for re-dispatch. When a customer signs a service agreement with Transco, they must designate their resources and the price at which those resources could be re-dispatched.

JDI questioned NB Power about the opportunity for network customers to provide updates or changes to their variable cost for re-dispatch. NB Power advised there would be a confidential mechanism within the OASIS that would allow customers to update their pricing. Re-dispatch pricing is confidential between the customer and Transco.

The Board agrees with the practice of re-dispatch on a least-cost, non-discriminatory basis and the use of a confidential pricing mechanism on OASIS. The Board directs Transco to keep records on costs and revenues associated with all re-dispatch transactions. This information will be subject to audit by the Board to ensure fair and non-discriminatory treatment for all parties.

System Expansion

Transco is responsible to undertake studies to determine the need for system expansion. It will determine the cost of the expansion and the system benefits, if any. A customer requesting transmission service, that requires system expansion, may be required to make a payment in aid of construction if the revenue provided by the expansion is determined to be insufficient to cover the cost of providing the service. NB Power agreed that the cost of an expansion could be reviewed with a customer when a payment in aid of construction is required.

JDI expressed concerns in respect to possible cost overruns on system expansion, where a payment in aid of construction is required. NB Power advised that the first step would be a discussion between the customer and Transco. If no agreement were reached, then the customer could use the dispute resolution process or refer the matter directly to the Board.

The Board agrees with the system expansion policy as included in the tariff and the method for dealing with possible cost overruns.

Standards of Conduct

The tariff includes a Standards of Conduct that places restrictions on the exchange of confidential information between the system operator and market participants.

JDI questioned whether the tariff was FERC compliant and whether the Standards of Conduct should be required to comply with possible changes that have been proposed by FERC.

The Board notes that there was considerable discussion about whether the proposed tariff will comply with existing or future FERC requirements. The Board considers that it has a responsibility to approve a tariff that is appropriate for use in New Brunswick. It is the responsibility of the applicant to ensure that a tariff that is appropriate for New Brunswick will also permit the company to operate in US markets.

The Board is setting requirements that Transco must comply with as a result of this decision. With those in mind, the Board considers that the specific requirements contained in the Standards of Conduct are reasonable at this time. The Board therefore approves the Standards of Conduct as submitted.

Tariff Word Changes

NB Power filed proposed changes to certain sections of the tariff. Except for the wording on reciprocity that was discussed above, no party took issue with the proposed changes. The Board directs NB Power to revise the tariff to include all of the other proposed changes. The tariff is also to be revised to reflect all of the adjustments required

by this decision of the Board. NB Power is to file the revised tariff with the Board for its review.

OTHER ISSUES

Benchmarking

Benchmarking is a process that allows a public utility to assess its performance relative to similar companies. JDI argued that benchmarking was an important management technique in establishing efficiencies, particularly when trying to implement PBR. While the principles of benchmarking were not disputed, NB Power maintained that it is very difficult to identify appropriate companies for comparison, given New Brunswick's geography and weather. Although NB Power maintained that the transmission business unit is an efficiently run operation, no evidence was given to support this claim.

The Board agrees that benchmarking is an important element in evaluating a company's performance and efficiency. The Board accepts that identifying the appropriate indicators is an interactive process and will likely be ongoing as Transco matures. The Board directs Transco to file with the Board a proposal regarding appropriate indicators and peer companies that can be used for benchmarking by June 30, 2003 for its consideration. The Board expects to make its decision on the proposal by July 31, 2003. The first report on benchmarking is to be submitted to the Board by October 2003 and quarterly thereafter.

Quality of Service

NB Power proposed that certain performance measures be used to demonstrate that Transco will continue to provide reliable and efficient

service. The company recommended that performance be measured in three areas: reliability, environmental stewardship and safety. Examples of the performance measures are:

- the average duration of power outages;
- the number of spills per year; and
- the number of days lost due to accidents.

The Board accepts the proposed measures and objectives as a reasonable starting point for a review of the service provided by Transco. The Board may direct that additional performance measures be added in the future if it considers that such measures would provide useful information.

The Board requires Transco to provide this information quarterly together with a full explanation of any shortfall in the objectives and a description of remedial measures planned.

In order to provide a basis for comparison, the Board will require Transco to file historical information on these performance measures for itself and other transmission companies. The details of the information to be provided are to be discussed by the staff of Transco and the Board. A proposal shall be submitted to the Board for its review by October 31, 2003.

Municipal Electric Utilities Concerns

Énergie Edmundston, Perth-Andover Electric Light Commission and Saint John Energy are electric utilities that operate in their own municipalities. These three municipal electric utilities will be referred to as the MEU.

The MEU raised concerns that uncertainty with respect to the restructuring of NB Power has made it difficult to judge the overall impact of the process on their residential and commercial customers. They appealed to the Board to exercise its discretion to make its approval of the tariff conditional upon a clarification of the nature of such impacts and the finalization of policy details. The MEU also requested the Board to protect the interests of their customers.

The Board notes that the Government's White Paper expressed similar concerns. The White Paper stated that the migration to the new market structure must be done in a timely fashion and involve the appropriate regulatory agencies. It also proposed that a standard offer service be available to all customers at regulated prices and on terms that are consistent with the service they now obtain. The White Paper also proposed that the Board have the authority to review the rates of distribution utilities on its own motion or at the request of a customer.

Bill 30, presently before the Legislative Assembly, does provide for standard offer service to be offered by Distco. This will be based on a contract between Distco and Genco. Bill 30 does not clearly identify who will set the prices to be charged by Genco. However, it is clear that the proposed legislation does not intend that the Board have any authority in regards to setting prices for Genco. With respect to Distco, Bill 30 does not permit the Board or a customer to initiate a rate review. Distco is free to set its rates as long as the increase is below 3% or the rate of inflation. This is similar to the existing legislation under which NB Power has not been subject to a public review of a rate increase since 1993.

The Board is sympathetic to the concerns of the MEU but it must make its decisions within the authority given to it by the legislation. The Board believes that is important that the public be aware of the limitations under which the Board must operate with respect to setting rates.

The Board considers that the concerns of the MEU regarding their lack of a sound understanding of the potential impact of restructuring may well be shared by other customers and these concerns should be addressed. The Board recommends that NB Power conduct public information sessions to discuss the various aspects of the restructuring of the electricity market in New Brunswick.

REPORTING REQUIREMENTS

The Board will require Transco to provide to the Board, or keep available for inspection by the Board, information on the following:

- financial results
- costs and revenues associated with the provision of capacity-based services
- costs and revenues associated with all re-dispatch transactions
- benchmarking
- quality of service
- affiliate transactions

SUMMARY OF CONCLUSIONS

The following is a list of the major decisions made by the Board with respect to the application. Page numbers show where the decisions occur in the text.

Performance Based Regulation (p. 6)

The Board considers that the PBR proposal of NB Power is not appropriate at this time. The Board therefore has not used a PBR plan to establish rates in this decision.

Rate Base (p.8)

The Board is satisfied that an amount of $327.7 million is a reasonable estimate of the average rate base for 2003/2004.

Capital Structure (p.9)

The Board considers that the minimum percentage for equity should be 35% and therefore approves a capital structure of 65% debt and 35% equity.

Finance Charges (p.10)

The Board therefore will accept the amount of $138.3 million as the average amount of existing long-term debt for Transco for 2003/2004.

The Board therefore reduces, for regulatory purposes, the cost of existing long-term debt by $0.4 million.

The Board therefore approves a total cost for existing long-term debt for 2003/2004 of $14.3 million.

The Board therefore reduces the allowed amount of interest on new debt to $5.5 million from $5.6 million.

The Board accepts NB Power's estimate of $0.5 million for interest on short-term debt.

The Board accepts NB Power's estimate of $1.4 million for AFUDC.

The Board approves total finance charges of $18.9 million for 2003/2004, which is $0.5 million less than the amount requested by NB Power.

Return on Equity (p.17)

The Board will set the rate of return on equity for 2003/2004 at 9.5%.

The Board will allow Transco to earn a return on equity up to 10.5%.

The Board does not expect Transco to file a request for a rate increase in 2003/2004 unless the rate of return on equity is forecast to fall below 8.5%.

Operating, Maintenance and Administration Expenses (p.19)

The Board is of the view that the forecasts for 2003/2004 have been properly tested and provide the best information on which to set rates. The Board will therefore use 2003/2004 as the test year for establishing rates in this decision.

The Board therefore will require that an Affiliate Relationships Code be established.

The Board considers the amount proposed by NB Power to be reasonable and therefore accepts the estimate of $37.6 million for OM&A expenses for 2003/2004.

The Board therefore will require monthly reports from Transco providing details on its actual financial results, the foreacast amounts and an explanation of any significant variances. The reports are to be filed within 15 days of the previous month end.

Payment in Lieu of Taxes (p.23)

The Board has calculated an amount of $8.5 million as the payment in lieu of taxes, which is a reduction of $1.3 million from the amount proposed by NB Power.

Amortization (p.24)

The Board considers the amount proposed by NB Power to be reasonable and therefore accepts the $18.4 million as the amortization expense for 2003/2004.

Conclusions - Transmission Revenue Requirement (p.25)

The Board approves a revenue requirement of $94.3 million, which is $4.1 million less than the original amount requested by NB Power, a reduction of 4.2%.

The Board therefore will require that an Affiliate Relationships Code be established.

The Board considers the amount proposed by NB Power to be reasonable and therefore accepts the estimate of $37.6 million for OM&A expenses for 2003/2004.

The Board therefore will require monthly reports from Transco providing details on its actual financial results, the foreacast amounts and an explanation of any significant variances. The reports are to be filed within 15 days of the previous month end.

Payment in Lieu of Taxes (p.23)

The Board has calculated an amount of $8.5 million as the payment in lieu of taxes, which is a reduction of $1.3 million from the amount proposed by NB Power.

Amortization (p.24)

The Board considers the amount proposed by NB Power to be reasonable and therefore accepts the $18.4 million as the amortization expense for 2003/2004.

Conclusions - Transmission Revenue Requirement (p.25)

The Board approves a transmission revenue requirement of $94.3 million, which is $4.1 million less than the original amount requested by NB Power, a reduction of 4.2%.

Therefore, NB Power is directed to reduce the rates for all services, except ancillary services, by 4.2% and to file the new rates with the Board for its review.

The Board directs Transco to file with the Board for its review any proposed changes to existing accounting policies that would have a significant financial impact.

The Board directs its staff to hold discussions with Transco staff and other interested parties for the purpose of defining the minimum filing requirements for use by Transco in future rate applications.

Ancillary Services (p.29)

The Board encourages the Government to ensure that the prices to be charged to Transco by Genco are fair and based on its actual prudently incurred costs. If these prices are fair, then a 'level playing field' will exist for potential generation competition.

The best estimate of the cost to Transco for capacity-based ancillary services in 2003/2004 is $38.7 million and the Board will allow Transco to charge rates for the capacity-based services sufficient to recover this amount in 2003/2004.

The rates proposed by Transco are forecast to provide the $38.7 million approved by the Board and the Board will therefore accept the specific rates as proposed.

The Board considers potential rate shock to be an important issue and thus directs Transco to consult with the existing self-generators to

determine if a mutually satisfactory proposal may be brought to the Board for its consideration.

The Board therefore approves the energy imbalance methodology, the deviation bandwidths and the pricing for energy imbalance as proposed by NB Power.

The Board is of the opinion that Transco should review the practices of wind and other renewable energy generators and recommend any tariff amendments that it considers to be appropriate.

Tariff Issues (p.37)

The Board believes that an open season should be held for all transmission capacity that is not subject to a firm contract involving a party who is not affiliated with NB Power.

The Board is of the opinion that the date for the expiry of the waiver of reciprocity should be January 1, 2005.

The Board therefore accepts the use of a 3.3% system average loss factor as fair and reasonable.

The Board believes that it is the responsibility of the system operator to determine inadvertent energy between operators, as well as the method for repaying that energy.

The Board agrees with the practice of re-dispatch on a least-cost, non-discriminatory basis and the use of a confidential pricing mechanism on OASIS. The Board directs Transco to keep records on costs and revenues associated with all re-dispatch transactions.

DATED AT THE CITY OF SAINT JOHN, NB THIS 13TH DAY OF MARCH 2003.

David C. Nicholson, Chairman

L.C. Bremner, Commissioner

J. Cowan-McGuigan, Commissioner

R. A. Richardson, Commissioner

K.F. Sollows, Commissioner